



UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA  
CENTRO TECNOLÓGICO  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Israel Felix de Moura Torres

**Aplicação de Custos de Interrupção em Eventos de Corte de Carga na  
Avaliação da Confiabilidade de Sistemas Multiáreas**

Florianópolis  
2021

Israel Felix de Moura Torres

**Aplicação de Custos de Interrupção em Eventos de Corte de Carga na  
Avaliação da Confiabilidade de Sistemas Multiáreas**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina para a obtenção do título de Grau de Mestre em Sistemas de Energia.

Orientador: Prof. Mauro Augusto da Rosa, Ph.D.  
Coorientadora: Erika Pequeno dos Santos, Dra.

Florianópolis  
2021

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,  
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Torres, Israel Felix de Moura

Aplicação de Custos de Interrupção em Eventos de Corte de Carga na Avaliação da Confiabilidade de Sistemas Multiáreas / Israel Felix de Moura Torres ; orientador, Mauro Augusto da Rosa, coorientadora, Erika Pequeno dos Santos, 2021.

119 p.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2021.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Planejamento da expansão. 3. Confiabilidade de sistemas multiáreas. 4. Custo Marginal de Operação. 5. Custo de Interrupção. I. Rosa, Mauro Augusto da. II. Santos, Erika Pequeno dos. III. Universidade Federal de Santa Catarina. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. IV. Título.

Israel Felix de Moura Torres

**Aplicação de Custos de Interrupção em Eventos de Corte de Carga na  
Avaliação da Confiabilidade de Sistemas Multiáreas**

O presente trabalho em nível de mestrado foi avaliado e aprovado por banca examinadora composta pelos seguintes membros:

Prof. Warlley de Sousa Sales, Dr.  
Universidade Federal de São João del-Rei

Prof. Erlon Cristian Finardi, Dr.  
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Pedro César Cordeiro Vieira, Dr.  
Instituto Federal de Santa Catarina

Certificamos que esta é a **versão original e final** do trabalho de conclusão que foi julgado adequado para obtenção do título de Grau de Mestre em Sistemas de Energia.

---

Prof. Telles Brunelli Lazzarin, Dr.  
Coordenador do Programa

---

Prof. Mauro Augusto da Rosa, Ph.D.  
Orientador

Florianópolis, 30 de julho de 2021.

Este trabalho é dedicado aos meus queridos pais,  
minhas irmãs, minha namorada, e meus amigos.

## AGRADECIMENTOS

Á Deus, por me conceder saúde e forças para cumprir meus objetivos.

Á minha família que sem seu apoio nada seria possível, meus pais José e Zenilda que apoiam as minhas decisões concedendo constante suporte tanto emocional quanto financeiro apesar da distância, minhas irmãs Clara e Geovana, meus avôs (*in memoriam*), minhas avós Juracy e Francisca (*in memoriam*), minha namorada Dara, e toda minha família pelo apoio.

Ao meu orientador Professor Mauro Augusto da Rosa e à minha coorientadora Erika Pequeno, por ter me dado a oportunidade de trabalhar nessa dissertação, pelo constante incentivo, ensinamentos, aprendizados e principalmente pela paciência.

Aos professores do programa de pós-graduação em Engenharia Elétrica da UFSC, que transmitiram uma parte de seus conhecimentos, contribuindo imensamente para o meu desenvolvimento e crescimento profissional.

Aos meus colegas de curso que me acompanharam nesse percurso, em especial meus colegas de sala Orlando Júnior, Gabriel Kahler, Renan Cardoso, David Lucas, Fernando Nast, Amanda Mendes, Irlana Costa e Jaqueline Clamer. Aos meus colegas de graduação que me acompanharam no programa de pós-graduação em Engenharia Elétrica da UFSC: Carla Patrícia, Marcus Vinícius e Daniel Silva.

Ao LabPlan, pela oferta de um excelente ambiente de estudos e estrutura proporcionada para a realização desse trabalho.

Á CAPES pelo apoio financeiro prestado durante a realização desse trabalho.

*“A imaginação é mais importante  
que a ciência, porque a ciência é limitada,  
ao passo que a imaginação abrange o mundo inteiro.”  
(Albert Einstein, 1931)*

## RESUMO

Estudos de planejamento da expansão de sistemas com múltiplas áreas compreendem um conjunto de várias áreas/países representados por uma operação interligada através de linhas de transmissão, geralmente denominadas interconexões. Esse modo de representação/operação fornece uma série de benefícios, como o de prestar assistência a uma área vizinha por meio de ações de intercâmbio, compartilhamento de reservas oriundas de unidades geradoras, e é útil em alguns países mediante acordos com áreas vizinhas. Essa assistência pode ser realizada adotando políticas de suporte, que devem ser claramente definidas a partir de acordos de intercâmbio entre as áreas. Nesse contexto, esse trabalho tem duas vertentes como objetivo: a primeira é avaliar a confiabilidade de sistemas multiáreas quando submetidos à avaliação da reserva estática e operacional em estudos de planejamento da expansão, com diferentes políticas de intercâmbio; a segunda é avaliar o custo marginal do sistema nos estados em que o Fluxo de Potência Ótimo (FPO) despacha geração fictícia e onde esse despacho afeta o valor final dos custos marginais do sistema em estudos de planejamento da expansão. O método utilizado para a avaliação da confiabilidade multiárea é a simulação de Monte Carlo sequencial implementado na ferramenta PSMora (*Power System Model for Operational Reserve Assessment*), com representações dos sistemas IEEE RTS-79HW e IEEE RTS-96HW e algumas variantes estabelecendo um número crescente de áreas. Adicionalmente, elabora-se uma representação baseada nos sistemas testes do IEEE da Rede Síncrona da Europa Continental, a qual abrange 34 países interligados ao longo da Europa sob responsabilidade do operador ENTSO-E. Tendo em mente o conceito de custo de interrupção, a função composta de danos ao cliente (CCDF) é utilizada para estimar a taxa de avaliação de energia interrompida (IEAR), e definir o custo de interrupção para a hora seguinte (em \$/MWh), de acordo com os custos marginais. Os resultados de uma configuração real do sistema interligado Ibérico são estudados e discutidos para mostrar o impacto da abordagem proposta sobre os custos marginais do sistema durante os estudos de planejamento.

**Palavras-chave:** Planejamento da expansão. Políticas de suporte. Sistemas multiáreas. Custo marginal. Simulação de Monte Carlo sequencial. Custo de interrupção.

## ABSTRACT

Expansion planning studies of multiple areas comprise a set of several areas/countries represented by an operation interconnected through transmission lines, usually denominated interconnections. This mode of representation/operation provides a number of benefits, such as assistance for neighboring area through exchange actions, sharing reserves from generating units, and is useful in some countries in order to improve the performance of electrical areas. This assistance can be accomplished by adopting support policies, which should be clearly defined based on exchange agreements between areas. In this context, this work has two main goals: first, to quantify the reliability of multi-area systems when subjected to static and operational reserve assessment in expansion planning studies, considering different exchange policies; and second, to evaluate the system marginal costs in some states when the Optimal Power Flow (OPF) dispatches fictitious generating units and this procedure affect the final value of the system's marginal costs in expansion planning studies. The method used for the multi-area reliability evaluation is the sequential Monte Carlo simulation implemented in the PSMora (Power System Model for Operational Reserve Assessment) tool, with representations of IEEE RTS-79 HW and IEEE RTS-96 HW systems and some variants establishing an increasing number of areas. Additionally, has been elaborated a representation based on the IEEE test systems of the Synchronous Grid of Continental Europe, which covers 34 interconnected countries across Europe under the responsibility of the operator ENTSO-E. Bearing interruption cost concepts in mind, the *Composite Customer Damage Function* (CCDF) has been used to estimate the *Interrupted Energy Assessment Rate* (IEAR) and define the interruption cost to the next hour (in \$/MWh) in accordance with marginal costs. From a simulation perspective, generating units and network interconnections are modeled in order to emulate power system operation and evaluate load shedding events on reliability studies. Results from a real planning configuration of Iberian interconnected system are presented and discussed to show the impact of the proposed approach on the system's marginal costs during planning studies.

**Keywords:** Expansion planning. Support policies. Multi-area systems. Marginal cost. Sequential Monte Carlo simulation. Interruption cost.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – <i>Mapa dos países membros e interconexões do ENTSO-e</i> . . . . .	18
Figura 2 – <i>Fluxo físico de energia de 2018 em GWh</i> . . . . .	19
Figura 3 – <i>Zonas funcionais e níveis hierárquicos</i> . . . . .	23
Figura 4 – <i>Modelo NH1</i> . . . . .	24
Figura 5 – <i>Modelo NH2</i> . . . . .	25
Figura 6 – <i>Modelo de Markov de dois estados</i> . . . . .	27
Figura 7 – <i>Representação simplificada da sequencia de eventos ao longo do de um período de tempo T</i> . . . . .	28
Figura 8 – <i>Fluxograma da SMCS</i> . . . . .	29
Figura 9 – <i>Fluxograma do processo de escalonamento de geração por área da análise de reserva estática</i> . . . . .	32
Figura 10 – <i>Estrutura de reserva operacional de longo prazo</i> . . . . .	33
Figura 11 – <i>Representação Barra Única</i> . . . . .	36
Figura 12 – <i>Representação Barra Única Multissistemas</i> . . . . .	36
Figura 13 – <i>Representação Multiáreas com Interligações</i> . . . . .	37
Figura 14 – <i>Características das políticas multiáreas</i> . . . . .	46
Figura 15 – <i>Fluxograma de avaliação de estados multiáreas</i> . . . . .	48
Figura 16 – <i>Zonas de precificação dos geradores no FPO</i> . . . . .	51
Figura 17 – <i>Estimação dos custos de interrupção (\$/kW)</i> . . . . .	55
Figura 18 – <i>Fluxograma metodologia custo marginal do corte de carga</i> . . . . .	61
Figura 19 – <i>Sistema IEEE RTS-79</i> . . . . .	64
Figura 20 – <i>Sistema IEEE RTS-96</i> . . . . .	65
Figura 21 – <i>Sistemas multiáreas RTS modificados</i> . . . . .	66
Figura 22 – <i>Membros do ENTSO-E</i> . . . . .	67
Figura 23 – <i>Sistema IEEE-RTS 34 áreas - equivalente União Europeia</i> . . . . .	68
Figura 24 – <i>Desempenho do esforço computacional</i> . . . . .	73
Figura 25 – <i>EENS por área após intercâmbios - Reserva estática com política de socorro</i> . . . . .	76
Figura 26 – <i>Mapa de distribuição por país de acordo com a EENS - Reserva Estática com Política de Socorro</i> . . . . .	77
Figura 27 – <i>EENS por área após intercâmbios - Reserva estática com política de mercados</i> . . . . .	79
Figura 28 – <i>Mapa de distribuição por país de acordo com a EENS - Reserva Estática com Política de Mercados</i> . . . . .	80
Figura 29 – <i>EENS por área após intercâmbios - Reserva operacional com política de socorro</i> . . . . .	82

Figura 30 – Mapa de distribuição por país de acordo com a EENS - Reserva Operacional com Política de Socorro . . . . .	83
Figura 31 – EENS por área após intercâmbios - Reserva operacional com política de mercados . . . . .	85
Figura 32 – Mapa de distribuição por país de acordo com a EENS - Reserva Operacional com Política de Mercados . . . . .	86
Figura 33 – EENS por área após intercâmbios - Reserva operacional com política híbrida . . . . .	88
Figura 34 – Mapa de distribuição por país de acordo com a EENS - Reserva Operacional com Política Híbrida . . . . .	89
Figura 35 – Regressão não-linear polinomial de grau 3 das classes de consumo	91
Figura 36 – Custos marginais semanais do sistema Português . . . . .	96
Figura 37 – Custos marginais semanais do sistema Espanhol . . . . .	96
Figura 38 – EENS por tipo de falha no sistema de 3 Áreas: (a) Reserva Estática; (b) Reserva Operacional. . . . .	107
Figura 39 – EENS por tipo de falha no sistema de 6 Áreas: (a) Reserva Estática; (b) Reserva Operacional. . . . .	110
Figura 40 – EENS por tipo de falha no sistema de 9 Áreas: (a) Reserva Estática; (b) Reserva Operacional. . . . .	112
Figura 41 – EENS por tipo de falha no sistema de 12 Áreas: (a) Reserva Estática; (b) Reserva Operacional. . . . .	114

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Dados de custo de interrupção considerados aplicáveis à área de serviço de exemplo (\$/kW) . . . . .	54
Tabela 2 – Distribuição da energia anual e demanda de pico das classes . . . . .	54
Tabela 3 – CCDF para uma área de serviço . . . . .	55
Tabela 4 – Sistema de geração de Portugal . . . . .	69
Tabela 5 – Sistema de geração de Espanha . . . . .	69
Tabela 6 – Interligações entre as áreas dos sistemas Portugal e Espanha . . . . .	70
Tabela 7 – LOLE Multiárea (h/ano) . . . . .	70
Tabela 8 – LOLF Multiárea (occ./ano) . . . . .	71
Tabela 9 – EENS Multiárea (MWh/ano) . . . . .	72
Tabela 10 – Tempos de simulação multiáreas . . . . .	72
Tabela 11 – Índices de confiabilidade para o sistema de 34 áreas . . . . .	74
Tabela 12 – Índices de confiabilidade para o sistema de 34 áreas - Política de Socorro . . . . .	76
Tabela 13 – Índices de confiabilidade reserva estática - Política de Mercados x Socorro . . . . .	78
Tabela 14 – Índices de confiabilidade para o sistema de 34 áreas - Política de Mercados . . . . .	79
Tabela 15 – Índices de confiabilidade para o sistema de 34 áreas - Política de Socorro . . . . .	81
Tabela 16 – EENS por área após intercâmbios - Reserva operacional com política de mercados . . . . .	84
Tabela 17 – EENS por área após intercâmbios - Reserva operacional com política híbrida . . . . .	87
Tabela 18 – Coeficientes da regressão não-linear polinomial de grau 3 . . . . .	90
Tabela 19 – Custos marginais mensais e anual do cenário 1 . . . . .	93
Tabela 20 – Custo marginais semanais e horários do cenário 1 . . . . .	94
Tabela 21 – Custos marginais mensais e anual do cenário 2 . . . . .	95
Tabela 22 – Custos marginais semanais e horários do cenário 2 . . . . .	95
Tabela 23 – Índices de confiabilidade para o sistema de 3 áreas - Multissistemas x Multiáreas (após intercâmbios) . . . . .	108
Tabela 24 – Índices de confiabilidade para o sistema de 3 áreas - Multissistemas x Multiáreas (Falhas de Geração) . . . . .	108
Tabela 25 – Índices de confiabilidade para o sistema de 6 áreas - Multissistemas x Multiáreas (após intercâmbios) . . . . .	110
Tabela 26 – Índices de confiabilidade para o sistema de 6 áreas - Multissistemas x Multiáreas (Falhas de Geração) . . . . .	111

Tabela 27 – Índices de confiabilidade para o sistema de 9 áreas - Multissistemas x Multiáreas (após intercâmbios) . . . . .	113
Tabela 28 – Índices de confiabilidade para o sistema de 9 áreas - Multissistemas x Multiáreas (Falhas de Geração) . . . . .	114
Tabela 29 – Índices de confiabilidade para o sistema de 12 áreas - Multissistemas x Multiáreas (após intercâmbios) . . . . .	115
Tabela 30 – Índices de confiabilidade para o sistema de 12 áreas - Multissistemas x Multiáreas (Falhas de Geração) . . . . .	116
Tabela 31 – Índices globais - sistema de 3 áreas . . . . .	117
Tabela 32 – Índices globais - sistema de 6 áreas . . . . .	117
Tabela 33 – Índices globais - sistema de 9 áreas . . . . .	117
Tabela 34 – Índices globais - sistema de 12 áreas . . . . .	118

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AL	Albânia
AT	Áustria
BA	Bósnia e Herzegovina
BE	Bélgica
BG	Bulgária
CCDF	<i>Composite Customer Damage Function</i>
CDF	<i>Customer Damage Function</i>
CH	Suíça
CMO	Custo Marginal de Operação
CMs	Custos Marginais de Operação
CZ	República Tcheca
DE	Alemanha
DK	Dinamarca
EE	Estônia
EENS	<i>Expected Energy Not Supplied</i>
ENTSO-E	<i>European Network Transmission System Operators for Electricity</i>
EPNS	<i>Expected Power Not Supplied</i>
ES	Espanha
FL	Finlândia
FP	Fluxo de Potência
FPO	Fluxo de Potência Ótimo
FR	França
GB	Reino Unido
GR	Grécia
GVA	<i>Gross Value Added</i>
HR	Croácia
HU	Hungria
IB	INESC P&D Brasil
IE	Irlanda
IEAR	<i>Interrupted Energy Assessment Rate</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
INESC TEC	Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores, Tecnologia e Ciência
IT	Itália
LOLC	<i>Loss of Load Cost</i>
LOLD	<i>Loss of Load Duration</i>
LOLE	<i>Loss of Load Expectation</i>
LOLF	<i>Loss of Load Frequency</i>

LOLP	<i>Loss of Load Probability</i>
LT	Lituânia
LU	Luxemburgo
LV	Letônia
ME	Montenegro
MK	República do Norte da Macedônia
ML	Multiplicadores de Lagrange
MTTF	<i>Mean Time to Failure</i>
MTTR	<i>Mean Time to Repair</i>
NH0	Nível Hierárquico 0
NH1	Nível Hierárquico 1
NH2	Nível Hierárquico 2
NH3	Nível Hierárquico 3
NL	Países Baixos
NO	Noruega
PI	Polônia
PL	Programação Linear
PSMora	<i>Power System Model for Operational Reserve Assessment</i>
PT	Portugal
REE	<i>Red Eléctrica de España</i>
REN	Redes Energéticas Nacionais
RO	Romênia
RS	Sérvia
RTS	<i>Reliability Test System</i>
SCDF	<i>Sector Customer Damage Function</i>
SE	Suécia
SGCE	<i>Synchronous Grid of Continental Europe</i>
SIN	Sistema Interligado Nacional
SK	Eslováquia
SL	Eslovênia
SMC	Simulação de Monte Carlo
SMCNS	Simulação de Monte Carlo Não-sequencial
SMCS	Simulação de Monte Carlo Sequencial
TR	Turquia
VoLL	<i>Value of Lost Load</i>

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>17</b>
1.1	CONTEXTO E MOTIVAÇÃO	17
1.2	OBJETIVOS	21
1.3	ESTRUTURA DO DOCUMENTO	22
<b>2</b>	<b>AVALIAÇÃO DA CONFIABILIDADE DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA</b>	<b>23</b>
2.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	23
2.2	SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO SEQUENCIAL APLICADA À AVALIAÇÃO DE CONFIABILIDADE DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA	26
2.3	AVALIAÇÃO DA RESERVA DE CAPACIDADE DE GERAÇÃO	31
<b>2.3.1</b>	<b>Avaliação da Reserva Estática</b>	<b>32</b>
<b>2.3.2</b>	<b>Avaliação da Reserva Operacional</b>	<b>33</b>
2.4	AVALIAÇÃO DA CONFIABILIDADE DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA MULTIÁREAS	34
2.5	FERRAMENTA COMPUTACIONAL PARA A AVALIAÇÃO DE CONFIABILIDADE	38
<b>2.5.1</b>	<b>Modelo PSMora</b>	<b>38</b>
<b>2.5.2</b>	<b>Avaliação de estados no modelo PSMora</b>	<b>39</b>
<b>2.5.3</b>	<b>Inclusão da Carga de Bombeamento</b>	<b>42</b>
2.6	REPRESENTAÇÃO DE POLÍTICAS DE INTERCÂMBIO NA AVALIAÇÃO MULTIÁREAS NO MODELO PSMORA	44
<b>3</b>	<b>AVALIAÇÃO DO CUSTO MARGINAL DO SISTEMA EM CASOS DE CORTE DE CARGA E BOMBEAMENTO</b>	<b>50</b>
3.1	DEFINIÇÕES DE CÁLCULOS DE CUSTOS DE INTERRUPÇÃO NA LITERATURA	52
<b>3.1.1</b>	<b>Abordagem de pesquisa de clientes</b>	<b>52</b>
<b>3.1.2</b>	<b>Abordagem da função de produção</b>	<b>57</b>
3.2	METODOLOGIA PARA DEFINIÇÃO DO CUSTO MARGINAL NO CASO DE CORTE DE CARGA EM SISTEMAS MULTIÁREAS	59
3.3	ANÁLISE DO CUSTO MARGINAL NO CASO DE CORTE DE BOMBEAMENTO EM SISTEMAS MULTIÁREAS	62
3.4	CONCLUSÕES E DISCUSSÕES DO CAPÍTULO	63
<b>4</b>	<b>RESULTADOS PARA A AVALIAÇÃO DA CONFIABILIDADE MULTIÁREA E DOS CUSTOS MARGINAIS DO SISTEMA</b>	<b>64</b>
4.1	DESCRIÇÃO DOS SISTEMAS TESTE MULTIÁREAS	64
<b>4.1.1</b>	<b>Sistemas IEEE RTS-79 HW, RTS-96 HW, variações e adaptações</b>	<b>64</b>

4.2	SISTEMA IBÉRICO . . . . .	69
4.3	RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES PARA OS CASOS DE ESTUDO MULTIÁREAS . . . . .	70
<b>4.3.1</b>	<b>Sistema Teste de 34 Áreas . . . . .</b>	<b>74</b>
4.3.1.1	Avaliação da reserva estática com política de socorro para o sistema de 34 áreas . . . . .	75
4.3.1.2	Avaliação da reserva estática com política de mercados para o sis- tema de 34 áreas . . . . .	78
4.3.1.3	Avaliação da reserva operacional com política de socorro para o sis- tema de 34 áreas . . . . .	81
4.3.1.4	Avaliação da reserva operacional com política de mercados para o sistema de 34 áreas . . . . .	84
4.3.1.5	Avaliação da reserva operacional com política híbrida para o sistema de 34 áreas . . . . .	87
4.4	RESULTADOS PARA O CUSTO MARGINAL DE CORTE DE CARGA	90
<b>4.4.1</b>	<b>Aplicação dos Custos de Interrupção no Sistema Ibérico . . . . .</b>	<b>92</b>
4.4.1.1	Cenário 1 . . . . .	92
4.4.1.2	Cenário 2 . . . . .	94
<b>4.4.2</b>	<b>Considerações finais da seção . . . . .</b>	<b>98</b>
<b>5</b>	<b>CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS . . . . .</b>	<b>99</b>
5.1	CONCLUSÕES . . . . .	99
5.2	TRABALHOS FUTUROS . . . . .	100
	<b>REFERÊNCIAS . . . . .</b>	<b>102</b>
	<b>APÊNDICE A – ÍNDICES POR TIPO DE FALHA E COMPARAÇÃO DAS REPRESENTAÇÕES DOS SISTEMAS MUL- TIÁREAS . . . . .</b>	<b>107</b>
<b>A.0.1</b>	<b>Sistema Teste de 3 Áreas . . . . .</b>	<b>107</b>
<b>A.0.2</b>	<b>Sistema Teste de 6 Áreas . . . . .</b>	<b>109</b>
<b>A.0.3</b>	<b>Sistema Teste de 9 Áreas . . . . .</b>	<b>111</b>
<b>A.0.4</b>	<b>Sistema Teste de 12 Áreas . . . . .</b>	<b>113</b>
	<b>APÊNDICE B – RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES CONSIDERANDO TODOS OS INDICADORES . . . . .</b>	<b>117</b>

## 1 INTRODUÇÃO

Nesse capítulo é apresentada a abordagem do problema, iniciando-se com a contextualização do tema, motivações para o desenvolvimento, e a abordagem a serem utilizadas. Logo após são definidos o objetivo geral e os específicos, e por último a estrutura do documento.

### 1.1 CONTEXTO E MOTIVAÇÃO

A principal função de um sistema elétrico de potência é entregar energia elétrica para seus consumidores de forma economicamente viável, desde que tenham níveis aceitáveis de continuidade e qualidade. Esperar uma disponibilidade de energia contínua é de certa forma impossível devido às falhas aleatórias dos componentes do sistema, que possuem natureza estocástica. Outros fatores que influenciam a continuidade são: a complexidade do sistema elétrico, que geralmente possui geografia dispersa, diversas interconexões, fluxos que não fluem pelas rotas desejadas e sim pelas leis físicas, a dificuldade de armazenar, de forma eficiente, grandes quantidades de energia elétrica; o comportamento imprevisível do sistema quando submetido a diversas condições climáticas, entre outros. Todos esses fatores são bem conhecidos pelos engenheiros e gestores do sistema (BILLINTON; ALLAN, 1996).

A probabilidade dos consumidores serem desconectados por qualquer razão pode ser reduzida com o aumento do investimento durante a fase de planejamento, fase de operação ou ambos. Superinvestimento pode levar a excessivos custos de operação que são refletidos na estrutura da tarifa e, conseqüentemente, a limitação econômica pode ser violada, embora o sistema possa ser bem confiável. Em contrapartida, subinvestimentos levam à situação oposta.

Uma perda de carga em um único sistema ocorre quando a capacidade disponível não pode atender à demanda de carga. No caso de sistemas interconectados, a deficiência da capacidade pode ser atendida pela assistência disponível por outros sistemas. Essa assistência depende da disponibilidade e da reserva operacional nos outros sistemas, limitações de interconexões, bem como do tipo de acordo de intercâmbios entre sistemas. Esses fatores são todos interligados em relação ao seu impacto nos níveis de confiabilidade de um grupo interconectado de sistemas. A capacidade de adequação da geração de um sistema de potência pode ser maximizada em termos de melhorias por meio de interconexões com outros sistemas, de modo que, quando um sistema possui insuficiência para suprir a carga, pode optar por assistência de uma área vizinha através de interligações (BILLINTON; ALLAN, 1996).

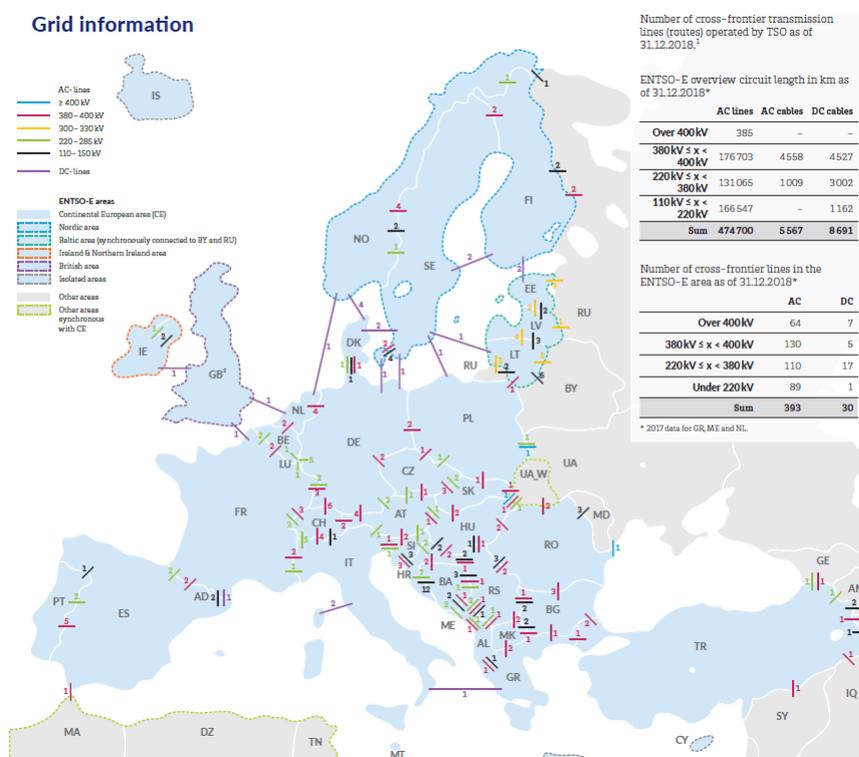
A avaliação dos requisitos de reserva de capacidade para garantir um nível adequado de suprimento de energia é um aspecto importante para o planejamento de expansão e operação dos sistemas de geração. Esse problema é geralmente dividido

em duas áreas vertentes conceitualmente diferentes: reserva operacional e reserva estática (LEITE DA SILVA *et al.*, 2010a). Quando a capacidade total de geração de uma área é insuficiente para atender à carga, assistência pode ser recebida de áreas vizinhas, dependendo de vários fatores como: nível de carga suportada por cada área, capacidades de geração disponível das áreas de suporte, limites de transmissão de linhas e acordos de importação e exportação firmados entre as áreas (BILLINTON; LI, 1994).

A maior parte das companhias elétricas operam de forma interconectada com outros sistemas de potência devido aos múltiplos benefícios associados à operação e planejamento de sistemas interconectados.

Um importante sistema multiárea que se encontra em operação atualmente é a Rede Síncrona da Europa Continental - *Synchronous Grid of Continental Europe* (SGCE), abrangendo um total de 34 países ao longo da Europa continental, área nórdica, área do báltico, área da Irlanda e Irlanda do Norte, área britânica e outras áreas sincronizadas com a área da Europa continental conforme mostra o mapa na figura Figura 1. Estas são operadas sob as diretrizes da Rede Europeia de Sistemas de Transmissão de Eletricidade, pelo *European Network Transmission System Operators for Electricity* (ENTSO-E) (ENTSO-E, 2020).

Figura 1 – Mapa dos países membros e interconexões do ENTSO-e

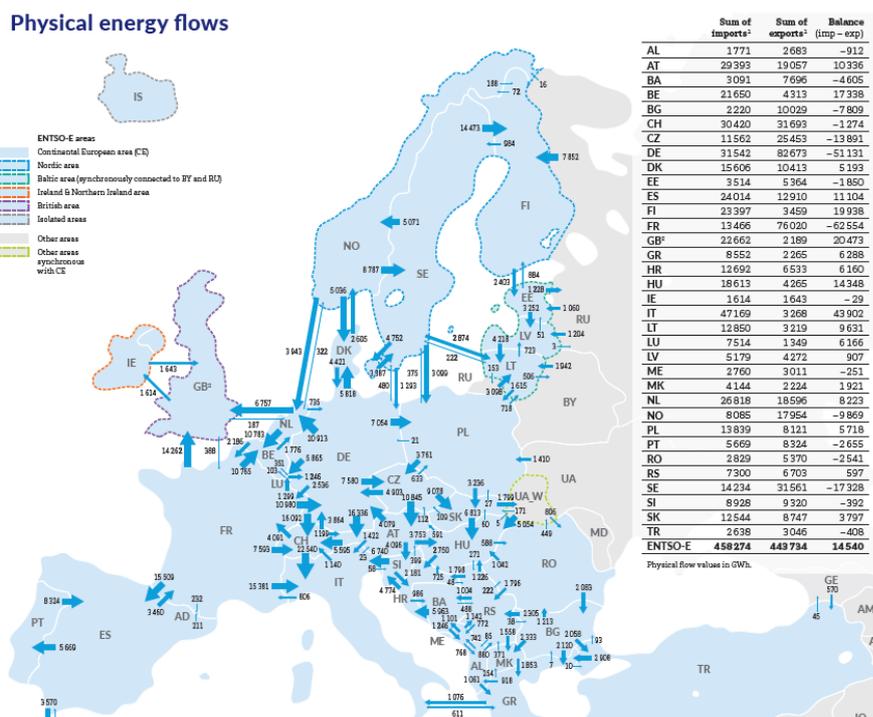


Fonte – (ENTSO-E, 2020)

As interconexões entre áreas permitem uma melhor utilização das complementaridades que podem ocorrer entre os diversos mixes de geração existentes em um sistema interligado, diminuindo as necessidades de margens de segurança operacional e as perdas na rede. Contudo, níveis insuficientes de interconexão, juntamente com a alta penetração de geração renovável, podem resultar em estados de falhas devido à intermitência das fontes renováveis e à indisponibilidade de assistência externa. Uma outra vantagem de operar de forma interligada é o aumento de segurança de abastecimento de fornecimento de energia, uma vez que pode ser disponibilizada uma capacidade adicional aos mercados vizinhos.

O intercâmbio de energia em sistemas multiáreas resulta da capacidade de cada área fornecer ou receber ajuda em determinado estado de operação do sistema, suprindo a sua carga e a da área vizinha. Somente no ano de 2018, conforme mostra a Figura 2, as importações e exportações de acordo com o operador ENTSO-E somaram 458.274 GWh e 443.734 GWh, respectivamente, mostrando que por questões econômicas, países podem ser atendidos por outros países através de políticas de assistências firmadas mediante contratos de energia. Esse modo de operação é extremamente importante principalmente em países com capacidades de geração limitadas, seja por baixo aproveitamento da tecnologia renovável, seja por inexistência de geração suficiente para suprir sua própria carga.

Figura 2 – Fluxo físico de energia de 2018 em GWh



Fonte – (ENTSO-E, 2020)

Nesse âmbito, existem diversas políticas de suporte multiáreas que podem ser consideradas, que devem ser claramente definidas, e que afetam diretamente a adequação da geração de sistemas interconectados. Ademais, diferentes tipos de políticas de suporte conduzem a diferentes índices de confiabilidade por área e para o sistema como um todo.

Outro fator interessante a ser observado na operação é o comportamento do Custo Marginal de Operação (CMO) em condição de corte de carga, mais especificamente, a estimação do custo de interrupção e sua relação direta com o meso. O CMO é uma informação importante em uma avaliação de confiabilidade, pois define o custo do próximo incremento de carga, i.e., o custo para suprir o próximo MWh da área. Entretanto, caso o sistema não possua geração disponível para suprir a própria carga, e/ou existam restrições de importação de energia oriundos de acordos de intercâmbio, haverá um corte de carga para que seja satisfeita a restrição do balanço de potência. Logo o conceito do CMO pode ser caracterizado como o custo de interrupção, com a intenção de mensurar o não suprimento de energia na área nessa situação de corte de carga. Contudo, há diferenças conceituais significativas na forma de interpretar o CMO e o custo de interrupção, os quais possuem formas de mensuração distintas.

Um fator que relaciona as perdas de clientes causadas por interrupções de energia elétrica, com o valor da confiabilidade do serviço elétrico foi desenvolvido para avaliação da adequação da capacidade de geração. Esse fator é conhecido como IEAR (\$/MWh), utilizado para mensurar custos de interrupção em função do tipo de consumidor, duração, e magnitude do corte de carga (OTENG-ADJEI; BILLINTON, 1990).

Custos reais ou previstos de interrupção podem ser utilizados durante a determinação da confiabilidade, e há uma grande variedade de abordagens para investigar o custo das interrupções de energia (OTENG-ADJEI; BILLINTON, 1990). Estudos através de pesquisa com cliente, análise de apagões, fornecem dados que podem ser utilizados para criar uma função de danos ao cliente que permitem estimar o custo de interrupção para cada classe de consumo definidos como *Customer Damage Function* (CDF) (BILLINTON; OTENG-ADJEI; GHAJAR, 1987), ou quando a área possui diferentes tipos de consumidores, é composta uma nova função denominada CCDF que engloba os diferentes tipos de consumidores de acordo com a porcentagem na participação da demanda ou do consumo anual de energia elétrica da área.

Essas funções de custo CDF ou CCDF são utilizadas para determinar a IEAR por meio de dois métodos: frequência e duração (abordagem analítica), e a abordagem da simulação de Monte Carlo, que realiza a estimação dos custos de interrupção, para definir o CMO em casos de corte de carga.

Nesse contexto, nesta dissertação apresentam-se estudos usados para avaliar a confiabilidade de sistemas multiáreas com interconexões, quando submetidos à

avaliação dos requisitos de reserva estática e operacional, sob diferentes políticas de assistência entre áreas, nomeadamente políticas de socorro, mercados e híbrida.

O trabalho abrange o estudo do impacto do corte de carga nos Custos Marginais de Operação (CMs), com o intuito de investigar e determinar os custos de interrupção em problemas multiáreas, no âmbito da avaliação da confiabilidade multiárea. A metodologia proposta utiliza a função de danos ao cliente (BILLINTON; OTENG-ADJEI; GHAJAR, 1987) para estimar o CMO das áreas que se encontra-se em situação de corte de carga, a partir da definição dos custos de interrupção.

Serão objetos de análise diferentes sistemas do *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE) denominados *Reliability Test System* (RTS), entre eles os sistemas teste IEEE RTS-96 HW, IEEE RTS-79 HW, e ainda, um sistema teste com uma representação em dimensão similar ao da SGCE para a análise da confiabilidade multiárea. Para os estudos relacionados com os CMs em casos de ocorrência de corte de carga, será ainda considerado como caso de estudo o sistema Ibérico.

## 1.2 OBJETIVOS

O objetivo geral deste trabalho é avaliar a confiabilidade de sistemas multiáreas, avaliando o CMO do sistema nos estados em que o FPO resulta em corte de carga, afetando o valor final dos CMs do sistema nos estudos de planejamento da expansão.

Por outro lado, os objetivos específicos são os seguintes:

1. Construir cenários com crescente número de áreas visando avaliar a confiabilidade multiárea desses sistemas interligados, buscando validar os algoritmos desenvolvidos no modelo PSMora;
2. Analisar e avaliar os índices de confiabilidade multiárea dos sistemas propostos com ampliação do número de áreas e interligações;
3. Construir um sistema teste similar em dimensão ao da rede síncrona da Europa continental, para avaliar a confiabilidade multiárea utilizando o software PSMora;
4. Avaliar a performance da ferramenta PSMora na avaliação da confiabilidade de sistemas multiáreas;
5. Avaliar a influência do custo de geração fictícia nos CMs, elaborando uma metodologia para definição do custo de interrupção em casos de corte de carga;

### 1.3 ESTRUTURA DO DOCUMENTO

O trabalho está organizado da seguinte forma:

- **Capítulo 1:** É apresentada uma introdução do trabalho de pesquisa em estudo, incluindo a justificativa da abordagem do tema, dando enfoque nos objetivos gerais e específicos, apresentando também a estrutura do documento.
- **Capítulo 2:** É apresentada uma revisão do estado da arte sobre o conceito da avaliação da confiabilidade de sistemas multiárea. A avaliação da confiabilidade na questão da operação interligada é aprofundada observando o impacto da aplicação de políticas de intercâmbio entre áreas, com o objetivo de reduzir o nível de perda de carga do sistema interligado equivalente. A formulação do FPO no contexto multiárea é analisada incluindo-se as restrições de intercâmbios entre áreas.
- **Capítulo 3:** É realizada uma abordagem com ênfase nos CMs em sistemas multiáreas. Definem-se os custos de interrupção em casos de corte de carga (seja por insuficiência de geração, e/ou congestionamento no sistema de transmissão), propondo uma metodologia a composição do custo de interrupção.
- **Capítulo 4:** Trata da avaliação da confiabilidade multiárea, onde são realizadas diversas simulações com base no aumento do número de áreas com um sistema equivalente robusto. Esse tipo de teste visa avaliar o desempenho do planejamento e operação de grandes sistemas, com levantamento dos índices de confiabilidade e análise do esforço computacional ocasionado pela expansão de áreas. Ainda, é realizada também uma simulação utilizando uma representação do sistema interligado europeu com um número superior de áreas. Esses testes visam também avaliar a performance da ferramenta de simulação utilizada no processo. A abordagem da metodologia proposta no Capítulo 3 é aplicada no sistema Ibérico para comparar os CMs despachados pelo gerador fictício do FPO versus o da metodologia proposta, abordada através do conceito de custos de interrupção.
- **Capítulo 5:** No último capítulo, são apresentadas as conclusões da dissertação e as sugestões de trabalhos futuros.

## 2 AVALIAÇÃO DA CONFIABILIDADE DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

Nesse capítulo são descritos os principais conceitos relacionados ao tema desse trabalho, com enfoque na avaliação da confiabilidade multiárea, abordando as políticas de intercâmbio que podem ser implementadas nos níveis de planejamento e operação.

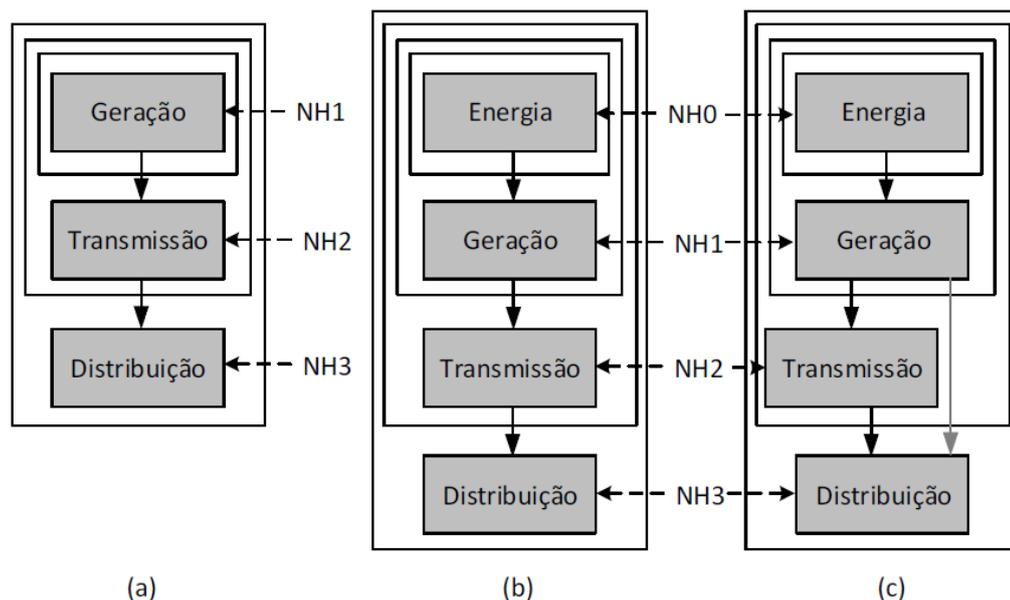
### 2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

De acordo com Billinton e Allan (1988), o termo confiabilidade não pode ser associado a uma específica definição porque possui uma gama muito ampla de significados. Entretanto é necessário reconhecer o fato e usar o termo para indicar a habilidade do sistema desempenhar sua função. A avaliação da confiabilidade de sistemas de potência pode ser dividida em aspectos básicos de: adequação e de segurança.

A adequação se refere às instalações suficientes dentro do sistema para satisfazer a demanda, e as restrições operacionais do sistema, incluindo as instalações necessárias para gerar a energia suficiente e possuir instalações de transmissão e distribuição para transportar energia até o consumidor final. Em suma, a adequação está ligada às condições estáticas do sistema (BILLINTON; ALLAN, 1984).

Já a segurança é a habilidade do sistema responder à perda de forma abrupta de unidades geradoras e linhas que podem levar à instabilidade dinâmica, transitória ou de tensão do sistema (BILLINTON; ALLAN, 1984).

Figura 3 – Zonas funcionais e níveis hierárquicos



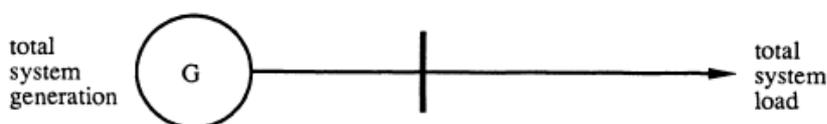
Fonte – Adaptado de Rosa (2009)

Conforme mostra a Figura 3 (a), basicamente, os estudos de confiabilidade

podem ser classificados, em três zonas funcionais: geração, transmissão e distribuição (BILLINTON; ALLAN, 1996). A primeira evolução das tradicionais zonas funcionais é mostrada na Figura 3 (b), que considera o Nível Hierárquico 0 (NH0) relacionado à avaliação do recurso energético, além de uma representação mais detalhada do sistema considerando a intermitência característica dos recursos energéticos primários, especialmente os renováveis (LEITE DA SILVA, A.M.; A.M. CASSULA *et al.*, 2002). A última evolução dos níveis hierárquicos (Figura 3 (c)) considera a inserção de geração distribuída nas redes de distribuição (ROSA, 2009).

No estudo Nível Hierárquico 1 (NH1) a avaliação é concentrada somente nas instalações de geração, isto é, a adequação da capacidade de geração é realizada para avaliar a capacidade da geração atender à carga total do sistema (BILLINTON; HUANG, 2006). O sistema de transmissão é representado em modelo barra única, onde todo sistema de geração e a carga total estão conectados conforme a Figura 4. A única preocupação é estimar a capacidade de geração necessária para satisfazer a demanda do sistema, e ter capacidade suficiente para cobrir as manutenções preventivas e corretivas nas instalações de geração (BILLINTON; ALLAN, 1988).

Figura 4 – Modelo NH1



Fonte – (BILLINTON; ALLAN, 1988)

A avaliação no Nível Hierárquico 2 (NH2) inclui as ambas instalações de geração e transmissão e o simples modelo geração-carga mostrado na Figura 4 é estendido para contemplar o sistema de transmissão. A análise nesse nível é usualmente denominada de análise do sistema composto por tratar de geração e transmissão. Essa análise pode ser usada em sistemas existentes ou propostos, incluindo o impacto de alternativas de variações ou reforço em ambos subsistemas. Um pequeno sistema composto é mostrado na Figura 5 (BILLINTON; ALLAN, 1988).

A avaliação Nível Hierárquico 3 (NH3) inclui todas as três zonas funcionais em uma avaliação completa até o ponto de entrega no consumidor final. Usualmente, estudos NH3 não são realizados diretamente devido às grandes dimensões dos problemas em sistemas reais. Sendo assim, esses estudos podem ser realizados em um subconjunto do sistema para analisar uma configuração específica ou alteração topológica. Tais análises são realizadas no sistema de subtransmissão e distribuição (BILLINTON; ALLAN, 1988).



## 2.2 SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO SEQUENCIAL APLICADA À AVALIAÇÃO DE CONFIABILIDADE DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

Tradicionalmente, o desempenho dos sistemas de energia elétrica é avaliado usando métodos determinísticos, onde o mais popular é conhecido como critério N-1<sup>1</sup> (REI; SCHILLING; MELO, 2006). Os critérios e técnicas usados pela primeira vez em aplicações práticas foram todos com base determinística, e muitos desses critérios e técnicas ainda estão em uso hoje. Incluindo: reservas de porcentagem no planejamento da capacidade de geração ou critérios de contingência N-1 no planejamento da transmissão (BILLINTON; LI, 1994). A principal desvantagem dos critérios determinísticos é a não representação do comportamento do sistema de natureza estocástica, em geral ligado a demanda dos consumidores, e falhas de componentes. O critério probabilístico por possuir uma avaliação mais precisa, em contrapartida, possui limitações computacionais (BILLINTON; LI, 1994).

O planejamento do sistema utilizando métodos probabilísticos pode superar as desvantagens dos critérios determinísticos e abordar os problemas apresentados anteriormente (LI, 2015). Os métodos de Simulação de Monte Carlo (SMC), no qual se enquadra o método de SMC sequencial usado nesta dissertação, são exemplos de métodos probabilísticos aplicados no planejamento de sistemas de energia elétrica. Quando se trata da avaliação de confiabilidade de sistemas desta natureza, as ferramentas baseadas na SMC provam ser extremamente úteis e fornecem uma avaliação abrangente, principalmente em sistemas grandes e complexos (GONZALEZ-FERNANDEZ; LEITE DA SILVA, 2011).

Os métodos de SMC podem ser divididos em: não-sequencial e sequencial. A Simulação de Monte Carlo Não-sequencial (SMCNS) é uma ferramenta extremamente útil para a avaliação da confiabilidade de geração e/ou transmissão em grandes sistemas de energia, enquanto que a Simulação de Monte Carlo Sequencial (SMCS) é mais adequada para avaliar sistemas de energia mais complexos (LEITE DA SILVA *et al.*, 2010b). A principal diferença entre os métodos é no processo de representação de estados, na SMCNS utiliza modelos de Markov para reproduzir as transições de estados dos componentes e carga sem qualquer conexão cronológica ou de memória. Por sua vez, na SMCS os estados são selecionados sequencialmente no tempo, permitindo a representação de aspectos dependentes no tempo, como padrões cronológicos de carga por barra ou área do sistema. Logo, o método cronológico requer um maior esforço computacional quando comparado com o método não-sequencial, devido à maior complexidade da simulação.

De acordo com Santos (2019), a representação da disponibilidade de equipamentos e unidades geradoras, flutuação de capacidade de usinas hídricas e eólicas e

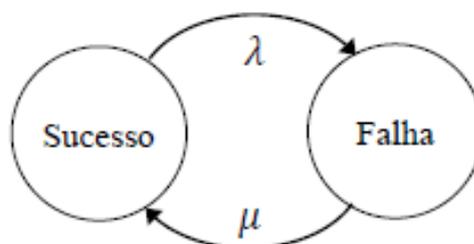
<sup>1</sup> Correspondente às contingências de primeira ordem, em que apenas um componente do sistema fica fora de operação, seja por desligamento ou por saída repentina

comportamento cronológico da carga é realizada por meio da aplicação e/ou definição de modelos. Esses componentes podem ser representados por um modelo Markoviano a dois estados, apresentado a capacidade máxima disponível quando se encontra no estado *up*, e no estado *down* com sua capacidade nula, por exemplo. A avaliação de adequação de sistemas compostos a longo prazo tem como destaque a necessidade de:

- modelagem estocástica de ciclo de falha/reparo;
- modelagem temporal de flutuações de capacidade de geração proveniente de fontes com dependência hidrológica, eólica, solar, biomassa, carga, etc.

O modelo de Markov a dois estados é usado na SMCS para modelar o ciclo *up/down* dos componentes do sistema, que são definidos conforme seus comportamentos estocásticos através de suas taxas de falha ( $\lambda$ ) e reparo ( $\mu$ ) (LEITE DA SILVA *et al.*, 2010a). A Figura 6 mostra o comportamento estocástico desse modelo realizando as transições entre os estados de sucesso e de falha.

Figura 6 – Modelo de Markov de dois estados



Fonte – (LEITE DA SILVA *et al.*, 2010a)

Admitido-se que as transições seguem a distribuição de probabilidade Exponencial, o tempo de duração de cada estado é dado pelas equações (1) e (2):

$$T_{up} = -\frac{1}{\lambda} \ln U \quad (1)$$

$$T_{down} = -\frac{1}{\mu} \ln U \quad (2)$$

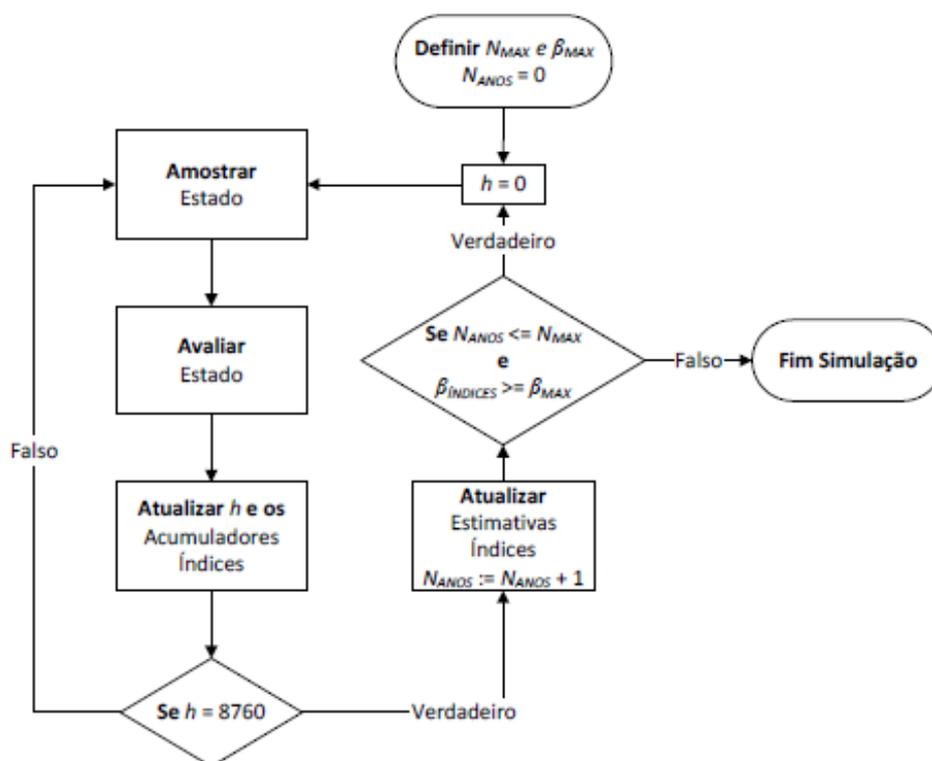
em que  $T_{up}$  é o tempo de duração do estado de sucesso,  $T_{down}$  é o tempo de duração do estado de falha, e  $U$  é um número aleatório uniformemente amostrado no intervalo  $[0,1]$ , e  $\lambda$  e  $\mu$  são, respectivamente, a taxa de falha e de sucesso dos componentes.

Os modelos estocásticos do ciclo *up/down* também podem ser definidos usando os parâmetros estocásticos *Mean Time to Failure* (MTTF) e *Mean Time to Repair*



O algoritmo da SMCS para avaliação da adequação do sistema multiárea é construído por quatro processos, conforme apresentado na Figura 8. Os processos, que incluem vários procedimentos, são executados de forma sequencial até à verificação do critério de parada ou convergência dos índices.

Figura 8 – Fluxograma da SMCS



Fonte – (LEITE DA SILVA *et al.*, 2010a)

O primeiro processo refere-se à amostragem do estado do sistema, bem como sua respectiva duração, obtidos através das equações (1) e (2). A seleção de um novo estado do sistema depende unicamente das transições entre os estados de sucesso e falha de cada componente e dos respectivos modelos de variação temporal da capacidade, modelo de carga, e do estado anterior no qual o sistema se encontrava.

O segundo processo consiste na avaliação do estado amostrado. No modelo de simulação utilizado neste trabalho, o estado amostrado é avaliado de acordo com as premissas da avaliação multiárea da reserva estática e da reserva operacional. É importante destacar que a avaliação é realizada assim que um dos componentes do sistema (unidades geradoras/centrais de produção, linhas de transmissão e/ou interconexão entre áreas, patamar de carga, etc) altera seu respectivo estado. Os procedimentos cabíveis para a avaliação de cada estado, dependendo da formulação da avaliação multiárea e tipologia de avaliação, podem ser consultados nas próximas subseções. Os

detalhes relacionados ao tipo de reserva, tanto do ponto de vista da reserva estática, como operacional será detalhado nas seções 2.3.1 e 2.3.2, respectivamente.

O terceiro processo consiste na atualização do tempo fictício no período de simulação adotado, e dos acumuladores dos índices de confiabilidade, que são obtidos no processo de avaliação de estado amostrado.

Por fim, o quarto processo consiste na atualização dos índices de confiabilidade. Este processo é executado no final de cada período de avaliação adotado, que em geral é anual, pelo que é executado no final de cada ano de simulação. As estimativas dos índices são efetuadas com base em funções-teste (PEREIRA; BALU, 1992) que representam matematicamente o significado físico dos índices de confiabilidade. O valor esperado da função é tido com a estimativa de acordo com a expressão de forma genérica dada pela Equação (5):

$$\hat{E}[H(\mathbf{X})] = \frac{1}{NY} \sum_{k=1}^{NY} H(\mathbf{y}_k) \quad (5)$$

onde  $\mathbf{y}_k = \{\mathbf{x}_1, \mathbf{x}_2, \mathbf{x}_j, \dots, \mathbf{x}_n\}$  representa a sequência de N estados do período  $k$ , e  $NY$  é o número de períodos simulados. É comum os índices serem normalizados em durações de 1 ano (8760 horas). Nesse caso,  $NY$  representa o número de amostras anuais simuladas,  $H(\mathbf{y}_k)$  representa a função-teste de cada índice.

Dessa forma, vários estados do sistema (operação com falha de geradores, linhas, variação da carga, etc.) são visitados e avaliados, onde são contabilizados índices de confiabilidade através de suas funções-teste (BILLINTON; ALLAN, 1996).

De acordo com Billinton e Allan (1996), são exemplos de índices de probabilidade:

- *Loss of Load Probability* (LOLP): definida como a probabilidade de um sistema falhar em atender uma demanda especificada sob condições e restrições de operação;
- *Loss of Load Expectation* (LOLE): é o tempo estimado em que o sistema irá falhar para atender uma demanda em um determinado período. Normalmente dado em horas/ano.

Exemplos de índices de energia:

- *Expected Power Not Supplied* (EPNS): é o montante de demanda que o sistema não é capaz de fornecer aos consumidores devido a falha de componentes. Dado em MW.
- *Expected Energy Not Supplied* (EENS): é o montante de energia não suprida devido a falha de componentes. Dado em MWh/ano.

Exemplos de índices de frequência e duração:

- *Loss of Load Frequency* (LOLF): é o número de vezes em que o sistema se encontra em estado de falha. Dado em ocorrências/ano.
- *Loss of Load Duration* (LOLD): é o número de horas em que o sistema permanece em estado de falha. Dado em horas/ocorrência.

É possível ainda estimar o custo médio que uma determinada classe consumidora fica sujeita após uma interrupção em função do tempo, através do índice de custo de perda de carga (LEITE DA SILVA, A.M.; PEREZ A. *et al.*, 1997).

- *Loss of Load Cost* (LOLC): é o custo estimado relacionado ao não suprimento de energia ao sistema ocasionado devido a um estado de falha. Dado em \$/ano.

No fim do quarto processo, é necessário a verificação do critério de convergência. Caso a SMCS não tenha convergido para os índices globais do sistema (índices de probabilidade, energia e frequência e duração), isto é, o critério de convergência calculado seja maior que o coeficiente de variação pré-definido, ou não se tenha atingido o número máximo de anos da simulação, um novo ano de simulação começa e o algoritmo avança para o processo de amostragem; caso contrário, a SMCS é finalizada e os resultados disponibilizados.

Um critério de parada da SMCS, além do número máximo de anos, é quando o coeficiente de variação é menor ou igual a um valor limite (estabelecido tipicamente em 5%) (BILLINTON; LI, 1994). O coeficiente de variação do valor esperado de um determinado índice, também chamado de incerteza relativa, calcula-se a conforme Equação (6) (RUBINSTEIN; KROESE, 2008):

$$\beta = \frac{\sqrt{V[H]/N_{\text{anos}}}}{\tilde{E}[H]} \quad (6)$$

onde  $\tilde{E}[H]$  é a estimativa do índice de confiabilidade ou valor esperado da função-teste H,  $N_{\text{ANOS}}$  é o número de anos simulados e  $V[H]$  é a variância da função-teste H (RUBINSTEIN; KROESE, 2008).

### 2.3 AVALIAÇÃO DA RESERVA DE CAPACIDADE DE GERAÇÃO

A avaliação dos requisitos de capacidade de geração para garantir um nível adequado de suprimento de energia é um aspecto importante para o planejamento de expansão e operação dos sistemas de geração. Esse problema pode ser dividido em áreas de pesquisa conceitualmente diferentes: reserva operacional e reserva estática (LEITE DA SILVA *et al.*, 2010a). Os requisitos para ambas as reservas são descritos a seguir.

### 2.3.1 Avaliação da Reserva Estática

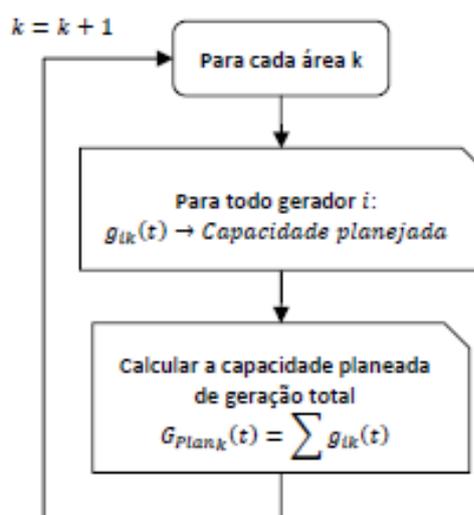
O conceito de Reserva Estática está relacionado à avaliação a longo prazo da adequação da capacidade de geração. Pode ser considerada como a capacidade instalada que deveria ser planejada e construída para suprir as necessidades do sistema. Esta reserva deve ser suficiente para permitir revisão dos equipamentos de geração, interrupções não planejadas ou programadas e variação da demanda de carga além das estimativas (BILLINTON; ALLAN, 1996).

Os índices de risco apresentados anteriormente seguem a Equação (7) de balanço de potência:

$$G(t) - L(t) < 0 \quad (7)$$

onde  $G(t)$  representa a geração disponível no sistema no instante  $t$ , e  $L(t)$  a demanda total do sistema no instante  $t$ . Essa variável aleatória  $G$  depende da disponibilidade de equipamentos e flutuações de capacidade devido, por exemplo, a hidrologia e variações de vento, etc. A variável aleatória  $L$  depende das incertezas de curto e longo prazo e também da variação horária da carga (MATOS *et al.*, 2009). A Figura 9 mostra o processo de escalonamento de geração da reserva estática quando considerado uma representação multiáreas do sistema.

Figura 9 – Fluxograma do processo de escalonamento de geração por área da análise de reserva estática



Fonte – Adaptado de: (INESC, 2021)

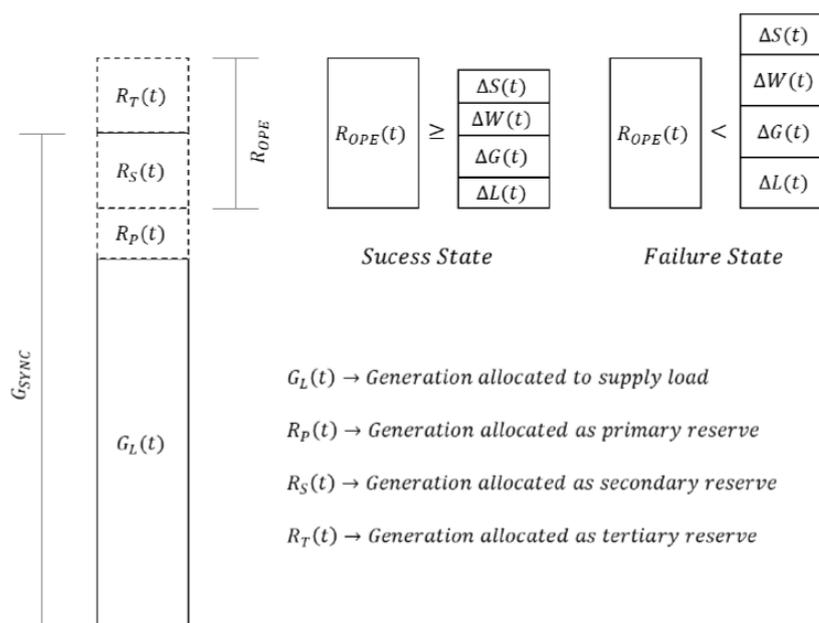
### 2.3.2 Avaliação da Reserva Operacional

Para avaliar a performance da reserva operacional, a avaliação altera-se de modo a assumir preocupações com o planejamento a longo prazo do sistema elétrico de variação inesperada da carga, erro de previsão de geração renovável e perda de unidades geradoras após o *unit commitment* (VIEIRA *et al.*, 2020). O balanço de potência mostrado na Equação (8) está definido para avaliar os índices de risco associados à reserva operacional.

$$R_{OPE}(t) = R_S(t) + R_T(t) < \Delta G(t) + \Delta W(t) + \Delta S(t) + \Delta L(t) \quad (8)$$

onde  $R_{OPE}(t)$ ,  $R_S(t)$ ,  $R_T(t)$  representam a reserva operacional, secundária e terciária no instante  $t$  respectivamente,  $\Delta G(t)$  indica a capacidade de geração fora de serviço,  $\Delta W(t)$  e  $\Delta S(t)$  indica o erro de previsão de geração eólica e solar respectivamente, e  $\Delta L(t)$  a variação inesperada da carga (MATOS *et al.*, 2009). A Figura 10 mostra a estrutura da reserva operacional em avaliação a longo prazo.

Figura 10 – Estrutura de reserva operacional de longo prazo



Fonte – Adaptado de: (MATOS *et al.*, 2009)

A Equação (8) descreve o risco de alterações na carga, capacidade de geração de energia eólica e solar, e interrupções de geração despachada não serem devidamente cobertas pela quantidade de reserva *spinning* (reserva girante), e também pelos geradores que podem ser sincronizados em um curto período de tempo (MATOS *et al.*, 2009).

## 2.4 AVALIAÇÃO DA CONFIABILIDADE DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA MULTIÁREAS

A avaliação da adequação de um sistema de potência pode ser maximizada em termos de melhorias por meio de interconexões com outros sistemas, resultando em um sistema multiárea. Assim, quando um sistema possui insuficiência para suprir sua carga, pode optar por assistência de uma área vizinha através das interligações (BILLINTON; LI, 1994).

O intercâmbio de energia e o deslocamento de recursos caros e/ou escassos na operação de sistemas interconectados é uma grande preocupação (RAU *et al.*, 1983). Portanto, a avaliação da confiabilidade multiárea pode ser afetada mediante diferentes políticas de intercâmbio, que podem ser adotadas mediante acordo entre áreas.

Conforme Billinton e Li (1994), a quantidade de assistência depende dos quatro fatores a seguir:

1. O nível de carga da área suportada;
2. A capacidade de geração disponível nas áreas de suporte;
3. As restrições de transmissão das interconexões;
4. Os acordos comerciais de importação e exportação entre áreas.

Com o propósito de avaliar a confiabilidade de um sistema multiárea, uma política de suporte ou assistência deve ser claramente especificada. Diferentes políticas de suporte podem levar a diferentes índices de confiabilidade, e portanto uma diferente avaliação da confiabilidade da área (BILLINTON; LI, 1994).

Existe uma grande variedade de políticas de suporte. Um contrato de intercâmbio firme pode ser considerado ajustando os níveis de carga da área e a capacidade relativa da ligação. Conforme Billinton e Li (1994), duas filosofias básicas de ação de suporte a seguir podem ser usadas em uma situação de perda de carga.

- *Filosofia de compartilhamento perda de carga:* cada área partilha a demanda não atendida de acordo com uma política de suporte, considerando as restrições das linhas de transmissão entre áreas.
- *Filosofia de não compartilhamento de perda de carga:* cada área tenta atender sua própria demanda. Se houver excesso de capacidade de geração, essa capacidade é utilizada para atender demanda de outras áreas com uma política de suporte.

Modelos de Programação Linear (PL) atendem à filosofia de *sem partilha* de perda de carga. Para atender à outra filosofia seria necessário definir variáveis de geração e cargas requeridas nos conjuntos de áreas de suporte (que possuem excedente

de geração disponível para intercâmbios) e áreas suportadas (que possuem *déficit* de geração ou restrições de transmissão, impactando no não atendimento da própria demanda), respectivamente (BILLINTON; LI, 1994).

Nesse contexto, são apresentadas no que segue 4 políticas que podemos considerar políticas base. Billinton e Li (1994) afirmam que é possível, no entanto definir políticas adicionais a partir destas.

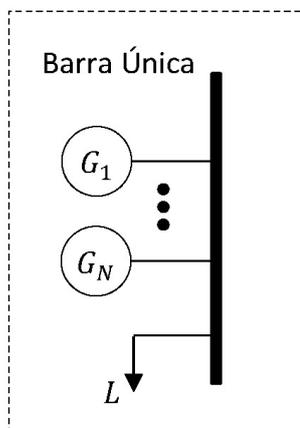
- *Política de ordem de prioridade*: Nessa política é estabelecida uma lista de prioridades definidas através de um fator de ponderamento, que define a prioridade de intercâmbio entre as áreas. E no processo de simulação, esse fator irá definir qual área receberá a assistência com prioridade.
- *Política da distância mais curta*: As áreas de suporte prestam assistência às áreas suportadas mais próximas. O objetivo é minimizar as perdas por transmissão nas interconexões.
- *Política de ordem de prioridade e ordem de caminho*: Utiliza as duas políticas anteriores em conjunto, isto é, primeiramente obedece a prioridade estabelecida nos acordos, mas se houver congestionamento devido à violação da restrição de capacidade de transmissão, a assistência irá para uma outra área, conforme ordem de caminho pré-estabelecida.
- *Política proporcional*: Existem duas situações: i) Nos estados em que a capacidade excedente das áreas de suporte é maior do que o *déficit* total das áreas suportadas, o *déficit* de cada área é atendido levando em consideração apenas as capacidades das linhas de interligação. ii) Nos estados em que a capacidade excedente das áreas de suporte é menor do que o *déficit* total das áreas suportadas o corte de carga é inevitável. Logo, o princípio do corte de carga proporcional é adotado através de uma razão suportada/suporte.

Para lidar com a avaliação do sistema de geração e transmissão, um conjunto de premissas é necessário para avaliar o desempenho dos componentes do sistema (VIEIRA *et al.*, 2020). A representação do sistema em avaliação é importante para definir em qual nível hierárquico está sendo realizada a análise.

A representação **Barra Única** mostrada a seguir é utilizada para estudos de capacidade de geração conforme mostra a Figura 11. Os efeitos de transmissão são negligenciados, e permite a análise de desempenho das reservas estática e operacional. Como o sistema de transmissão é suprimido da avaliação (NH1), possui baixo custo computacional.

Em uma perspectiva de longo prazo, Vieira (2020) define que a representação Barra única pode ser estendida para uma representação **Barra única Multissistemas**,

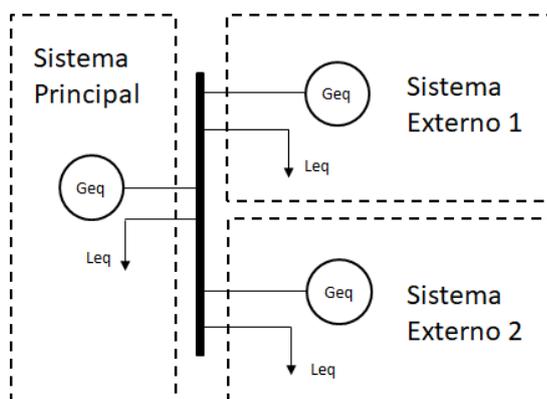
Figura 11 – Representação Barra Única



Fonte – (VIEIRA, 2020)

como mostrado na Figura 12, onde um agregado de diferentes áreas podem ser analisadas sem o efeito do sistema de transmissão, ignorando as interconexões entre áreas, mas mantendo o mesmo nível de modelagem da avaliação de Barra Única (VIEIRA, 2020).

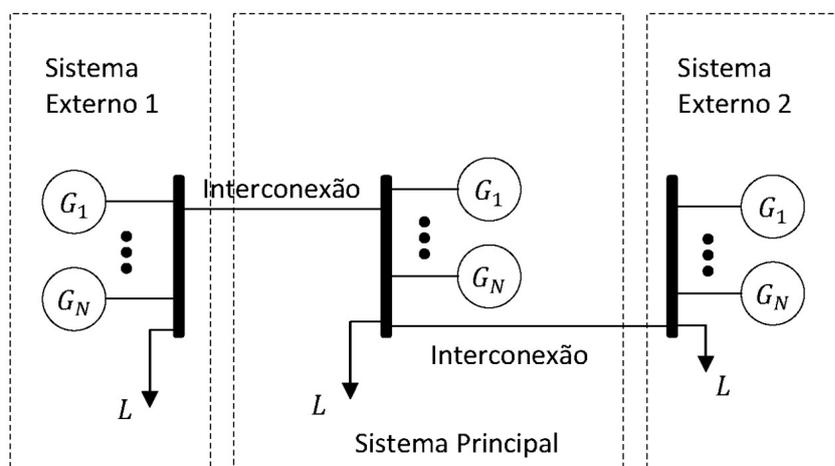
Figura 12 – Representação Barra Única Multissistemas



Fonte – (VIEIRA, 2020)

Uma evolução da representação anterior é considerar vários sistemas representados em modelo barra única conectados através de linhas de transmissão (interconexões) definindo assim uma representação **Multiáreas com interligações**, conforme ilustra a Figura 13 (VIEIRA, 2020). Esse estudo de nível NH2 tem como objetivo avaliar a adequação dos sistemas de geração e transmissão, sendo que a geração e demanda de cada área é modelada em Barra Única e o sistema de transmissão só está presente nas interligações entre áreas.

Figura 13 – Representação Multiáreas com Interligações



Fonte – (VIEIRA, 2020)

Na representação multiáreas com interligações diversos acordos de assistência podem ser firmados entre as áreas, possibilitando regras e/ou procedimentos operacionais de mercado, obedecendo às restrições de capacidade presentes nesse tipo de avaliação (VIEIRA, 2020; VIEIRA *et al.*, 2020).

As áreas podem ser adicionadas à avaliação, onde a avaliação composta é fundida com a avaliação em modelo barra única para estudar acordos de suporte entre áreas, considerando o sistema principal conectado a diferentes sistemas interconectados através de diversas perspectivas (VIEIRA *et al.*, 2020).

Vieira (2020) apresenta também outras representações, derivadas das representações do sistema em Barra Única. Uma delas é denominada **Sistema Único com Rede de Transmissão**, onde a rede de transmissão é incluída no processo de avaliação, resultando em uma avaliação de nível NH2. A segunda derivação é derivada da representação Multiáreas com Interligações, que é a **Multiáreas com Rede de Transmissão**, onde o sistema principal deixa de ser representado em um cenário de barra única, e passa a ser representado com sua rede de transmissão, enquanto que as demais áreas continuam sendo representadas em Barra Única e mantidas as interligações entre áreas.

Dentre as representações apresentadas por Vieira (2020), serão utilizadas no contexto multiáreas deste trabalho as representações Barra Única Multissistemas, e Multiáreas com Interligações.

## 2.5 FERRAMENTA COMPUTACIONAL PARA A AVALIAÇÃO DE CONFIABILIDADE

Para avaliar os casos de estudo propostos no Capítulo 1, é utilizado o modelo *Power System Model for Operational Reserve Assessment* (PSMora). Esse modelo é uma ferramenta que realiza a avaliação da adequação da geração e transmissão a longo prazo de sistemas de potência pelo método de SMCS, abordando tanto o ponto de vista da reserva estática, quanto da reserva operacional.

Nas seções a seguir são detalhadas as especificações dos modelos implementados no modelo PSMora, e como são realizados os processos de avaliação de estados e as políticas de intercâmbio presentes na avaliação da confiabilidade multiárea.

### 2.5.1 Modelo PSMora

O modelo foi desenvolvido pelos institutos de pesquisa Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores, Tecnologia e Ciência (INESC TEC) e INESC P&D Brasil (IB), em parceria com a empresa Redes Energéticas Nacionais (REN). A origem da necessidade deste modelo provém das atuais políticas energéticas da União Europeia que visam a crescente interligação de sistemas produtores de Estados-membros vizinhos, juntamente com a promoção da utilização de fontes de energia renovável.

A ferramenta permite fazer estudos de confiabilidade, flexibilidade e análise de fluxo de potência, considerando diferentes representações do sistema em avaliação, onde algumas foram mostradas na seção 2.4, diferentes modelos de intercâmbio que serão apresentadas na seção 2.6, e diferentes modelos para representar as tecnologias existentes no sistema elétrico de potência (INESC, 2021).

O modelo PSMora permite realizar estudos considerando um grande conjunto de detalhes da operação de sistemas elétricos. Contudo, estudos considerando um maior detalhamento da operação do sistema resultam em alto esforço computacional (INESC, 2021). A variedade da representação dos sistemas no ambiente de simulação permite também a alta diversidade de análises e considerações no âmbito do planejamento e da operação.

Uma ótima característica da utilização desse modelo em estudos de confiabilidade multiárea é a sua aplicação para sistemas de grande porte, com um número considerável de áreas, onde podem ser visitados diversos modos de operação de acordo com o que varia na política de intercâmbio, políticas de escalonamento de geração, abrangência da reserva escolhida, com o objetivo de buscar um ponto de operação com a melhor confiabilidade do sistema resultante.

As ferramentas de Fluxo de Potência (FP) e FPO são usadas no modelo PSMora no processo de avaliação de estados, presentes na SMCS. Essas ferramentas tem como principal objetivo realizar a análise de confiabilidade em NH2, cenários em que o sistema de geração e de transmissão são considerados. O FP é utilizado para

verificar se os fluxos nas linhas em um determinado estado do sistema é suportado pela capacidade do sistema de transmissão, isto é, uma avaliação voltada mais para o sistema de transmissão. Já a avaliação do sistema de geração é realizado de acordo com a capacidade de geração disponível e de acordo com o tipo de estudo escolhido, reserva estática ou operacional, em comparação com a carga ou variações de necessidades de reserva. O FPO é utilizado somente em caso de violação de restrições de capacidade de transmissão, resultando geralmente em um redespacho através de um modelo de programação linear.

Em sistemas interconectados, o objetivo é encontrar a potência que será despachada por cada usina de modo a minimizar o custo operacional. Isso significa que a produção pode variar dentro de certos limites, a fim de atender a uma demanda específica com custo mínimo. Essa é a definição do FPO (SAADAT, 1999). O FPO, como o nome indica, associa o despacho econômico com um cálculo de fluxo de potência, de maneira que tanto o despacho econômico quanto o fluxo de potência são resolvidos simultaneamente (WOOD; WOLLENBERG; SHEBLÉ, 2013). Em termos computacionais, a avaliação de um estado por meio de um FPO requer alto esforço computacional quando se compara ao FP. Isso porque se trata de um processo de otimização de programação linear para a busca do ponto ótimo, enquanto que o FP realiza somente a solução de um sistema de equações algébricas (VIEIRA, 2020).

A formulação linearizada da rede será considerada nos estudos de caso desta dissertação, para a qual são apresentados as formulações do problema do FP e FPO nas seções seguintes. Modelos de programação linear também são detalhados, focando na avaliação multiárea, incluindo suas políticas de intercâmbio expressas em restrições de desigualdade no modelo de otimização. O modelo PSMora inclui em sua programação as particularidades de cada política e cobertura de reserva conforme detalhado nas seções 2.5.2, 2.5.3 e na seção 2.6.

### **2.5.2 Avaliação de estados no modelo PSMora**

A resolução de um FP linearizado para o cálculo de FP em sistemas de energia elétrica é amplamente aplicada dada a sua simplicidade e rápida solução. Entretanto, sua utilização é adequada em problemas que não necessitam de alta precisão de solução, e quanto maior for o nível de tensão no problema, melhores os resultados apresentados pelo FP linearizado (MONTICELLI, 1983).

A análise do FP parte de um despacho determinado após a amostragem do estado dos componentes do sistema na SMCS, que é realizada de acordo com as taxas de falha e reparo dos componentes. Relativamente à alocação das unidades geradoras no estado *up*, estas são escalonadas de acordo com o custo de produção definido para cada uma delas, da unidade geradora mais barata para a unidade geradora mais cara, respeitando as unidades definidas como *must run* e mínimos técnicos das unidades,

até que se possa atender a demanda e os requisitos reservas primária e secundária.

Essa formulação depende de algumas características que o sistema deve ter para que as simplificações causadas não afetem a performance do sistema. Para a linearização das equações do problema do FP consideram-se as seguintes premissas:

- as aberturas angulares das linhas de transmissão são pequenas tais que:

$$\cos(\theta_{ij}) \approx 1 \quad (9)$$

$$\sin(\theta_{ij}) = \theta_i - \theta_j \quad (10)$$

- a magnitude de tensão ao longo do sistema é igual a 1,0 pu e, portanto, a malha QV é desconsiderada;
- a relação X/R das linhas de transmissão é alta tal que ( $X_{ij} \geq R_{ij}$ ), de modo que a resistência série (e conseqüentemente as perdas de potência ativa) são desconsideradas.

Com essas premissas, o fluxo de potência ativa nas linhas de transmissão entre os barramentos  $i$  e  $j$  é dado pela Equação (11):

$$P_{ij} = \frac{\theta_i - \theta_j}{X_{ij}} \quad (11)$$

A injeção de potência nas barras é dada, em forma matricial, conforme a Equação (12):

$$\mathbf{P} = \mathbf{B}\boldsymbol{\theta} \quad (12)$$

onde  $\mathbf{P}$  corresponde aos valores de injeção de potência ativa nas barras, os elementos da matriz  $\mathbf{B}$  são dados pela Equação (13):

$$B_{ij} = \begin{cases} \sum_{j=1}^n \frac{1}{x_{ij}} & \text{se } j = i \\ -\frac{1}{x_{ij}} & \text{se } j \neq i \end{cases} \quad (13)$$

e  $\boldsymbol{\theta}$  é o vetor de ângulo das tensões complexas nas barras. Entretanto, ocorre que o sistema linear da Equação (12) é indeterminado, e não possui solução, dado que a matriz  $\mathbf{B}$  é singular. Para contornar a situação, o ângulo da barra de referência é definido como zero, e retira-se a equação referente à barra de referência, dando origem ao sistema linear da Equação (14).

$$\hat{\mathbf{P}} = \hat{\mathbf{B}}\hat{\boldsymbol{\theta}} \quad (14)$$

onde  $\hat{\mathbf{B}}$  resulta da matriz  $\mathbf{B}$  resultante da exclusão da linha e coluna correspondentes à barra de referência, e  $\hat{\mathbf{P}}$  e  $\hat{\boldsymbol{\theta}}$  são os vetores resultantes de  $\mathbf{P}$  e  $\boldsymbol{\theta}$  eliminando também as linhas correspondentes à barra de referência.

Se houver alguma violação de limites operacionais, deve ser tomada uma ação corretiva com o objetivo de buscar um novo ponto de operação viável, podendo ou não indicar a necessidade de corte de carga (VIEIRA, 2020). Essa busca pelo novo ponto de operação é realizada resolvendo um FPO (WOOD; WOLLENBERG; SHEBLÉ, 2013), que é um processo de otimização (e que considera uma função objetivo) e leva em conta as restrições de operação.

A análise da adequação tem como meta a estimação dos índices de confiabilidade, logo a função objetivo do problema do FPO tem por fim, em geral, minimizar o corte de carga no sistema em estudo (SANTOS, 2019).

De acordo com Vieira (2020), além dos geradores originais do sistema em análise, no modelo considera-se que em cada barra existe um gerador fictício, com uma capacidade igual à carga total da barra, com alto custo de produção. Esses geradores servem para quantificar o *déficit* de carga do sistema, e o valor despachado neles através do FPO representa o corte de carga necessário em cada barra.

O problema de FPO no modelo linearizado (SANTOS, 2019) é equacionado conforme a Equação (15):

$$\begin{aligned} & \text{minimizar } c(\hat{\boldsymbol{\theta}}, \mathbf{P}_g) \\ & \text{sujeito a: } \begin{aligned} & -\hat{\mathbf{B}}\hat{\boldsymbol{\theta}} + \mathbf{A}_g\mathbf{P}_g = \mathbf{P}_L \\ & -\mathbf{P}_I^{max} \leq \Gamma\hat{\mathbf{A}}_S\hat{\boldsymbol{\theta}} \leq \mathbf{P}_I^{max} \\ & \mathbf{P}_g^{min} \leq \mathbf{P}_g \leq \mathbf{P}_g^{max} \end{aligned} \end{aligned} \quad (15)$$

onde:

$c(\hat{\boldsymbol{\theta}}, \mathbf{P}_g)$  é a função de custo de corte de carga;

$\hat{\mathbf{B}}$  é a matriz de susceptâncias excluindo a linha e coluna correspondente à barra de referência;

$\mathbf{A}_g$  é a matriz de adjacência tal que

$$\mathbf{A}_g(i,j) \triangleq \begin{cases} 1, & \text{se o gerador } j \text{ esta conectado a barra } i; \\ 0, & \text{caso contrario;} \end{cases}$$

$\mathbf{P}_g$  é o vetor de potências geradas em cada unidade, incluindo os geradores fictícios;

$\mathbf{P}_L$  é o vetor de demandas em cada barra;

$\Gamma \triangleq \text{diag} \left( \frac{1}{x_{l1}}, \frac{1}{x_{l2}}, \dots, \frac{1}{x_{ln}} \right)$ , onde  $nl$  representa o número de ramos do sistema;  $\mathbf{A}_S$  é a matriz de adjacência linha-barra tal que

$$\mathbf{A}_S(l, i) \triangleq \begin{cases} 1, & \text{se } i \text{ é o barramento de origem da linha } l; \\ -1, & \text{se } i \text{ é o barramento de chegada da linha } l; \\ 0, & \text{se caso contrário;} \end{cases}$$

$\widehat{\mathbf{A}}_S$  é a matriz adjacência linha-barra excluindo a coluna relacionada com a barra de referência;

$\mathbf{P}_l^{\max}$  é o vetor de limite de capacidade de transmissão dos ramos;

$\mathbf{P}_g^{\min}$  e  $\mathbf{P}_g^{\max}$  são os vetores de capacidades mínimas e máximas de geração para cada unidade geradora, respectivamente.

A função objetivo descrita pela equação  $c(\hat{\boldsymbol{\theta}}, \mathbf{P}_G)$ , onde  $c(\hat{\boldsymbol{\theta}}, \mathbf{P}_G) = \sum_{i \in ND} \alpha_i P_{Gfi}$ , representa a minimização do corte de carga, representada pela variável  $P_{Gfi}$ , e lê-se: minimização do somatório do corte de carga para todo o gerador fictício conectado ao  $i$ -ésimo barramento pertencente ao conjunto de áreas com *déficit* de capacidade de produção (ND) (SANTOS, 2019).

Conforme foi apresentado anteriormente, a variável  $Gfi$  está associada a uma penalização  $\alpha$ , possibilitando criar ordens de prioridade de assistência entre áreas ou barras. Esses valores podem ser definidos para escalonar a importância do corte de carga em cada área ou barra do sistema.

### 2.5.3 Inclusão da Carga de Bombeamento

O uso de geração renovável em combinação com sistemas de armazenamento é uma maneira de lidar com questões de regulação de tensão e frequência. Os sistemas de armazenamento hidráulico bombeado/reversível (bombeamento) fornecem grande armazenamento de energia elétrica com baixo custo de manutenção e operação e alta confiabilidade. Essa tecnologia é capaz de absorver e fornecer energia elétrica por minutos ou horas, e pode contribuir especialmente para a regulação de frequência, gerenciamento de energia e gerenciamento de congestionamentos (SALIMATH; SINGH; BADGE, 2017).

A utilização do bombeamento é interessante no contexto de um sistema com bastante geração proveniente de fontes renováveis intermitentes (geração solar e eólica). Como exemplo, considere-se um determinado estado do sistema onde a carga está sendo atendida pela geração convencional e, devido às incertezas e estocasticidade da geração renovável, possa haver uma sobregeração e provocar o desperdício

da geração proveniente dessa fonte. Nesse caso, o bombeamento é modelado como carga no modelo PSMora, e utiliza o excesso de geração para bombear água de volta para o reservatório, evitando assim o desperdício de geração renovável (INESC, 2021).

Com a possibilidade dessas usinas operarem de forma reversa há a necessidade de modelar o bombeamento como carga no modelo PSMora, isto é, mensurar através de um gerador fictício o montante de energia desperdiçada pela não realização de bombeamento (INESC, 2021). Sendo assim são definidos geradores fictícios associados à não realização de bombeamento para mensurar essa geração desperdiçada. O custo desses geradores no FPO tem um valor intermediário entre os custos dos geradores reais e dos fictícios relacionados ao corte de carga. Logo, se no processo de avaliação dos estados houver alguma violação de restrição operacional, ao recorrer ao FPO, a inclusão da carga de bombeamento altera a Equação (15) na restrição de balanço de potência, e as de desigualdades referentes aos limites dos geradores fictícios, ficando da seguinte forma, de acordo com a Equação (16) (INESC, 2021):

$$\begin{aligned}
 &\text{minimizar } c(\hat{\theta}, \mathbf{P}_g, \mathbf{P}_g^l, \mathbf{P}_g^b) \\
 &\text{sujeito a: } -\hat{\mathbf{B}}\hat{\theta} + \mathbf{A}_g\mathbf{P}_g + \mathbf{A}_b\mathbf{P}_g^b + \mathbf{A}_l\mathbf{P}_g^l = \mathbf{P}_L + \mathbf{P}_b \\
 &\quad -\mathbf{P}_l^{\max} \leq \Gamma\hat{\mathbf{A}}_S\hat{\theta} \leq \mathbf{P}_l^{\max} \\
 &\quad \mathbf{P}_g^{\min} \leq \mathbf{P}_g \leq \mathbf{P}_g^{\max} \\
 &\quad \mathbf{P}_g^{l\min} \leq \mathbf{P}_g^l \leq \mathbf{P}_g^{l\max} \\
 &\quad \mathbf{P}_g^{b\min} \leq \mathbf{P}_g^b \leq \mathbf{P}_g^{b\max}
 \end{aligned} \tag{16}$$

onde:

$\mathbf{P}_g$  é o vetor de potências geradas pelos geradores reais;

$\mathbf{P}_g^l$  é o vetor das potências geradas pelos geradores fictícios associados ao corte de carga;

$\mathbf{P}_g^b$  é o vetor das potências geradas pelos geradores fictícios associados à não realização de bombeamento;

$\mathbf{P}_L$  e  $\mathbf{P}_b$  são os vetores associados às demandas em cada barra, e de bombeamento planejada em cada barra, respectivamente;

$c(\hat{\theta}, \mathbf{P}_g, \mathbf{P}_g^l, \mathbf{P}_g^b)$  é a função objetivo de custo de corte de carga com a inserção dos geradores fictícios;

$\mathbf{A}_l$ , e  $\mathbf{A}_b$  são matrizes adjacências tais que:

$$\mathbf{A}_l(i,j) \triangleq \begin{cases} 1, & \text{se o gerador fictício associado à carga } i \text{ esta conectado à barra } j; \\ 0, & \text{caso contrario;} \end{cases}$$

$$\mathbf{A}_b(i,j) \triangleq \begin{cases} 1, & \text{se o gerador fictício de bombeamento na barra } i \text{ está conectado à barra } j; \\ 0, & \text{caso contrário;} \end{cases}$$

$\mathbf{P}_g^l \text{ min}$  e  $\mathbf{P}_g^b \text{ min}$  são os vetores de capacidades mínimas de geração das unidades geradoras fictícias associadas às cargas, e fictícias associadas aos bombeamentos planejados, respectivamente;

$\mathbf{P}_g^l \text{ max}$  e  $\mathbf{P}_g^b \text{ max}$  são os vetores de capacidades máximas de geração das unidades geradoras fictícias associadas às cargas, e fictícias associadas aos bombeamentos planejados, respectivamente;

Vale ressaltar que o efeito de adicionar mais armazenamento de bombeamento, aumentando assim a carga em horas de vale <sup>2</sup>, também pode ser avaliado em termos de redução do desperdício de energia renovável, ajudando o tomador de decisão a avaliar o impacto de tal medida (MATOS *et al.*, 2009).

A realização do bombeamento no modelo PSMora está diretamente ligada a impedir o desperdício de geração renovável intermitente. Em contra partida, a não realização de bombeamento tem o contexto de priorizar ou ser necessário tal ação para mensurar a quantidade de geração renovável desperdiçada (INESC, 2021).

## 2.6 REPRESENTAÇÃO DE POLÍTICAS DE INTERCÂMBIO NA AVALIAÇÃO MULTIÁREAS NO MODELO PSMORA

A representação das políticas de suporte multiáreas é de extrema necessidade para determinar o intercâmbio entre áreas. Essas políticas são resultantes de acordos entre os operadores de cada área (sistema).

Diferentes políticas conduzem a diferentes valores de intercâmbios, e consequentemente, diferentes índices de confiabilidade para cada área. A implementação das políticas de suporte nas simulações utiliza programação linear, pois permite a inclusão de prioridade de suporte e restrições entre áreas (VIEIRA *et al.*, 2020). Diversos acordos entre os agentes operadores dos sistemas podem existir no que tange aos montantes de potência permitidos nos intercâmbios entre áreas. Logo, a correta representação desses acordos/políticas permite uma simulação mais rica e aderente ao comportamento esperado do sistema (VIEIRA, 2020).

No modelo PSMora três políticas de intercâmbio distintas são adotadas para se avaliar o desempenho da operação interligada (VIEIRA, 2020):

<sup>2</sup> Horários com menores valores de patamar de carga do sistema

- **Política de Socorro:** nessa configuração cada área realiza a alocação de unidades geradoras de forma individual para suprir a carga prevista para sua própria área e requisitos de reserva primária e secundária definidos previamente pelo operador em cada área. Esta política segue a filosofia sem partilha de perda de carga descrita anteriormente, onde cada área tenta cobrir sua própria demanda com suas próprias unidades geradoras e, se necessário, tenta cobrir o *déficit* de outras áreas através de acordos de exportação, se houver capacidade de geração para exportar para áreas vizinhas. Essa capacidade de exportação se trata da quantidade de geração programada não utilizada para suprir sua própria carga. Entretanto, se mais de uma área solicitar suporte, uma lista de prioridade de suporte é utilizada para decidir qual área receberá a assistência.
- **Política de Mercados:** esta política multiáreas permite trocas comerciais entre áreas, possibilitando que unidades geradoras de menor custo sejam alocadas em áreas vizinhas em todo o universo multiárea. O processo de despacho das unidades é realizado de forma unificada, de forma que unidades geradoras de quaisquer áreas possam ser alocadas para cobrir a carga e requisitos de reserva das demais áreas. Os intercâmbios ocorrem conforme a distribuição das unidades geradoras no decorrer das áreas, definida após a alocação conjunta de todas as unidades geradoras disponíveis. Se houver necessidade de corte de carga, a lista de prioridades de suporte de áreas é empregada.
- **Política Híbrida:** esta configuração mescla as duas políticas apresentadas anteriormente. Para cobrir as necessidades de suprimento de carga dos sistemas, a alocação de unidades pode ser realizada buscando-se unidades geradoras de quaisquer das áreas interligadas, priorizando aquelas com menor custo operacional (política de mercados). Para atender os requisitos de reserva, a alocação de unidades é realizada de forma individualizada, onde os sistemas devem buscar unidades geradoras na própria área (política de socorro). Durante a operação, se alguma área apresentar *déficit* de geração, o suporte pode ser buscado em áreas vizinhas, mas limitado às unidades escalonadas como reserva terciária nas áreas de suporte.

Na tabela apresentada na Figura 14 é possível ver o detalhamento da metodologia de aplicação de tais ações de alocação de unidades geradoras, a aplicação do corte de carga nas áreas, e a assistência via exportação de acordo com cada política apresentada.

Nos estudos de planejamento de avaliação multiáreas, uma vez obtidos os montantes de intercâmbio  $I_{ij}$ , faz-se necessário também verificar as violações de limites operacionais do sistema, respeitando os limites de intercâmbio estabelecidos pelas políticas multiáreas (VIEIRA, 2020). Conforme Vieira (2020), é necessário a adição

Figura 14 – Características das políticas multiáreas

Principais atributos das Políticas Multiáreas				
Atributos Política	Alocação de unidades geradoras		Corte de Carga	Capacidade de exportação
	Metodologia	Alcance		
Socorro	Individual		Nas áreas que apresentem déficits e que não possam ser socorridas por intercâmbios. Intercâmbios seguem a lista de prioridades de suporte entre áreas	Excedente de capacidade de geração programada não utilizada
Mercados	Conjunta		Nas áreas que apresentem déficits e que não possam ser socorridas por intercâmbios. Intercâmbios seguem a lista de prioridades de suporte entre áreas	Excedente de capacidade de geração programada não utilizada
Híbrida	Mista	Individual	Atender requisitos de reserva primária e secundária	Trocas de potências planeadas para atendimento de carga e reserva terciária
		Conjunta	Atender carga	

Fonte – (INESC, 2021)

de um novo conjunto de restrições no modelo de avaliação da rede, os quais estão presentes no modelo PSMora. Sendo assim, consideram-se os limites de intercâmbio de cada área conforme a Equação (17):

$$I_i^{min} \leq I_i \leq I_i^{max} \tag{17}$$

onde  $I_i$  é o valor de intercâmbio líquido a partir da área  $i$ , dado pela Equação (18):

$$I_i = \sum_{j \in \Omega_i} I_j \tag{18}$$

$I_i^{max}$  e  $I_i^{min}$  são, respectivamente, os limites de exportação (positivo) e importação (negativo) da área  $i$ , tal que  $I_i^{max} \in [0, +\infty[$  e  $I_i^{min} \in ]-\infty, 0]$ , calculados de acordo com a política multiárea adotada e capacidades de geração disponíveis em cada sistema;  $I_j$  representa o valor do fluxo de potência da linha de interligação  $j$  pertencente ao conjunto  $\Omega_i$  de interligações que conectam a área  $i$  em uma de suas extremidades (VIEIRA, 2020). Logo, de acordo com Vieira (2020), um vetor de intercâmbios entre

áreas é definido conforme mostra a Equação (19):

$$I = A_{AI} \Gamma^{red} \hat{A}_{IB} \hat{\theta} \quad (19)$$

onde:

$I$  é o vetor de intercâmbios entre áreas, tal que  $I = \{I_1, I_2, \dots, I_{NA}\}$ ;

$\hat{A}_{IB}$  é a matriz de incidência interconexão-barra, excluindo a coluna da barra de referência, definida como:

$$\hat{A}_{IB}(j, k) = \begin{cases} 1 & \text{se } k \text{ é barramento de origem da interligação } j; \\ -1 & \text{se } k \text{ é barramento de destino da interligação } j; \\ 0 & \text{caso contrário;} \end{cases}$$

$\Gamma^{red} \triangleq \text{diag} \left( \frac{1}{x_{I1}}, \frac{1}{x_{I2}}, \dots, \frac{1}{x_{IN_{int}}} \right)$  onde  $x_I$  é o valor da reatância da interligação e  $N_{int}$  é o número de interligações;

$A_{AI}$  é a matriz de incidência área-interligação:

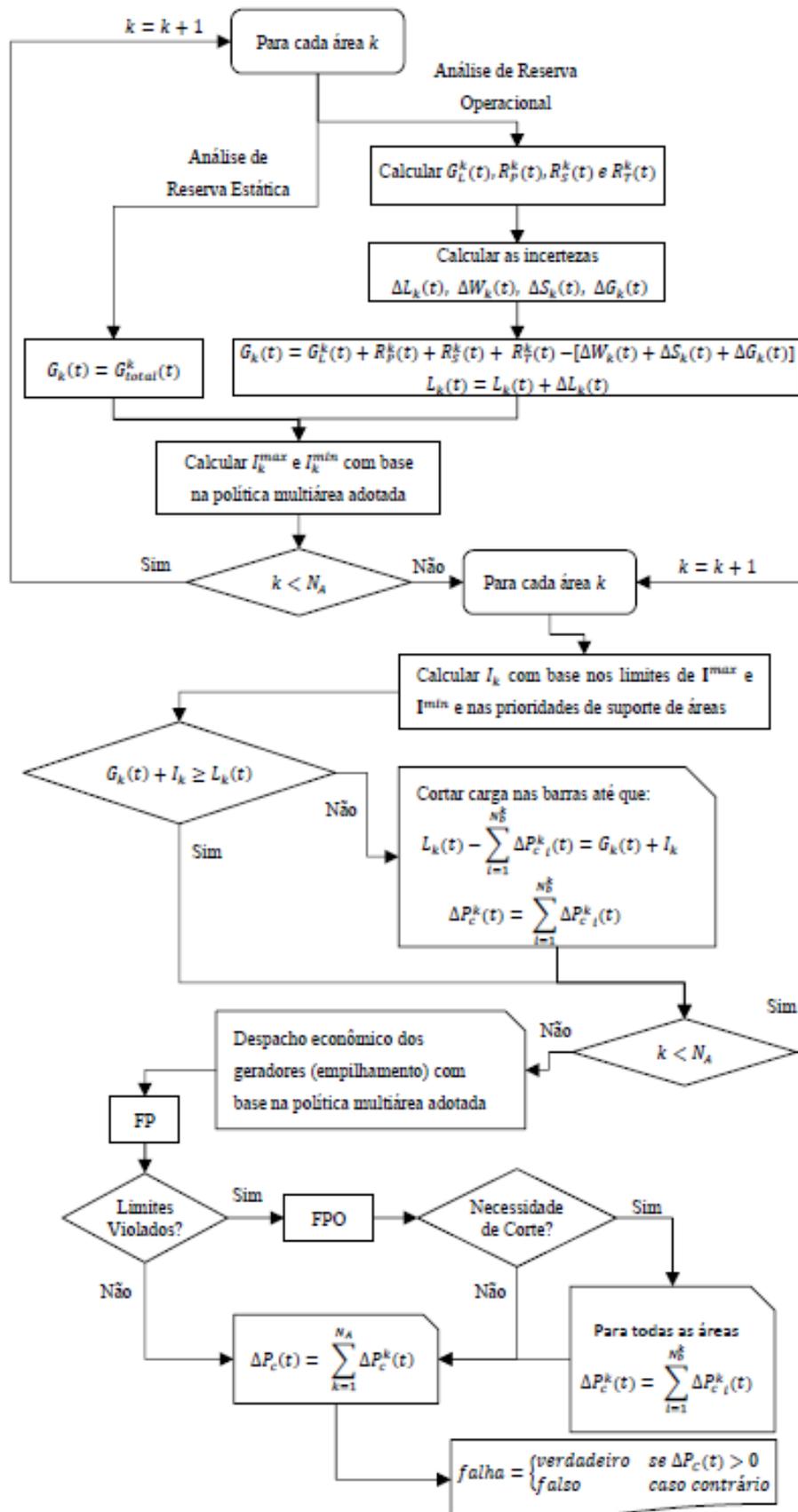
$$A_{AI}(i, j) = \begin{cases} 1 & \text{se } i \text{ é a área de origem da interligação } j; \\ -1 & \text{se } i \text{ é a área de destino da interligação } j; \\ 0 & \text{caso contrário;} \end{cases}$$

É possível expandir o equacionamento do modelo de PL do FPO da Equação (16), para considerar as restrições de intercâmbios entre áreas. A forma final do FPO é mostrado na Equação (20):

$$\begin{aligned} & \text{minimizar } c(\hat{\theta}, P_G, P_G^I, P_G^b) \\ & \text{sujeito a: } -\hat{B}\hat{\theta} + A_G P_G + A_b P_G^b + A_I P_G^I = P_L + P_b \\ & \quad -P_I^{max} \leq \Gamma \hat{A}_S \hat{\theta} \leq P_I^{max} \\ & \quad I_j^{min} \leq A_{AI} \Gamma \hat{A}_{IB} \hat{\theta} \leq I_j^{max} \\ & \quad P_G^{min} \leq P_G \leq P_G^{max} \\ & \quad P_G^I^{min} \leq P_G^I \leq P_G^I^{max} \\ & \quad P_G^b^{min} \leq P_G^b \leq P_G^b^{max} \end{aligned} \quad (20)$$

Esse equacionamento geral mostrado na Equação (20) está implementado no modelo PSMora. O processo de avaliação de estados, seja considerando a avaliação da reserva estática, quanto a avaliação da reserva operacional, é mostrado na Figura 15.

Figura 15 – Fluxograma de avaliação de estados multiáreas



No próximo capítulo serão estudados os impactos do despacho de geração fictícia nos custos marginais do sistema, nos casos em que o FPO despacha geração fictícia. Uma metodologia é apresentada para tratamento desse problema.

### 3 AVALIAÇÃO DO CUSTO MARGINAL DO SISTEMA EM CASOS DE CORTE DE CARGA E BOMBEAMENTO

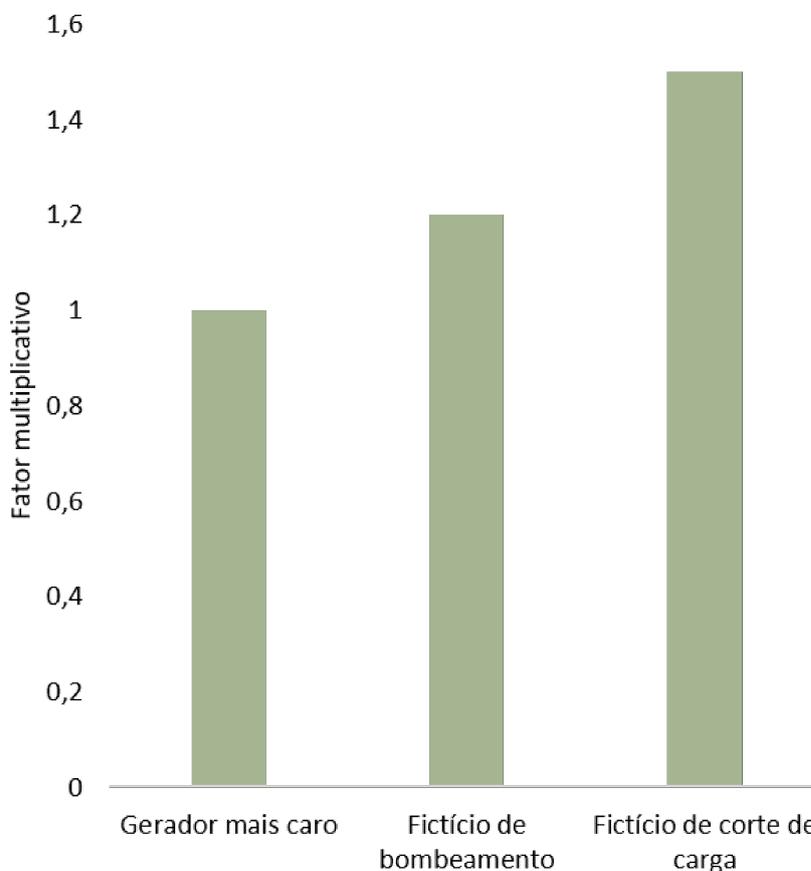
Esse capítulo tem como enfoque avaliar a influência das restrições do FPO nos custos marginais do sistema, buscando desenvolver uma metodologia para a definição do CMO diante do estágio de avaliação de estados de falha do sistema, onde o FPO despacha geração fictícia e os custos dessa geração fictícia impactam nos Multiplicadores de Lagrange (ML).

No atual modelo de avaliação da confiabilidade implementado na ferramenta PSMora, os custos dos geradores fictícios de corte de carga e de bombeamento são definidos como valores de custos de geração superiores aos geradores convencionais, de modo que o FPO somente os despacha em caso de corte de carga ou de bombeamento. Esta é uma opção no problema do FPO para que o algoritmo de otimização encontre a convergência, ou seja, encontre uma solução viável. Contudo, essa ação impacta diretamente nos ML do sistema, isto é, em casos de falha, os ML recebem o valor desses geradores fictícios, interferindo no seu valor real, seja por barra ou por área (na avaliação multiárea), dado que o valor de geração fictícia foi adotado com o intuito de obter uma solução viável na resolução do problema de PL. Logo, para contornar esse problema, este trabalho busca definir uma metodologia para determinar o CMO do sistema quando este se encontra em estado de corte de carga, com o objetivo de substituir o valor dos ML, resultante do despacho de um gerador fictício na solução do FPO, pelo custo do corte de carga, isto é, o custo do próximo MWh em situação de corte de carga, e assim definir adequadamente o valor dos CMs do sistema ou área em estudos de confiabilidade em geral.

A implementação de geradores fictícios no contexto da mensuração da quantidade de corte de carga e/ou de bombeamento permite que o problema de PL tenha uma solução viável (através de uma ação de remediação). Essas ações de remediação representam corte de carga nas barras, emulando um sistema hierárquico de corte de carga para evitar blecautes, no qual o valor despachado pelos geradores fictícios determinam a quantidade de corte de carga e/ou de bombeamento que deverá ser efetuado no ponto de operação em questão. Contudo, na formulação do problema do FPO, esses geradores fictícios são definidos com um alto custo de geração, tornando-os despacháveis somente na necessidade de corte de carga e/ou bombeamento, seja por insuficiência de geração, e/ou por restrições de transmissão que impossibilitam o fluxo de potência entre as linhas. Essa formulação adotada no modelo PSMora é controlada para evitar o despacho desnecessário dos geradores fictícios pelo FPO, isto é, são definidas zonas de precificação, onde os geradores fictícios de bombeamento possuem valores de custo de geração maiores que o gerador real mais caro do sistema, e menor que o gerador fictício de corte de carga mais barato, conforme mostra a Figura 16.

Valores de custo de geração dos geradores fictícios podem causar uma má in-

Figura 16 – Zonas de precificação dos geradores no FPO



Fonte – do autor.

interpretação nos valores dos CMs do sistema, por se tratarem de um custos arbitrários. É interessante buscar uma estratégia para contornar esse problema, com o intuito de fornecer uma maior confiabilidade nos valores dos custos marginais apresentados da análise de confiabilidade. O real problema ocorre quando um gerador fictício é despachado e, conseqüentemente, o valor do custo de geração resulta de um valor pré-determinado sem atender a custos reais, sendo definido apenas como superior ao custo do gerador mais caro do sistema. Quando esse gerador fictício é despachado na solução do FPO, o custo associado a essa geração fictícia se torna o custo marginal de operação do sistema, que de certa forma não é o custo marginal real do sistema, porque se alguma carga em uma determinada barra solicitar o próximo MWh, como o FPO continuará a despachar geração fictícia, obtém-se uma solução viável, mas em estado de falha, e conseqüentemente é mantido o custo marginal como sendo o valor do custo do gerador fictício, descolado dos custos marginais adotados. Logo, a metodologia apresentada nas seções seguintes, têm como objetivo explorar os conceitos de custo de interrupção com o intuito de definir o custo marginal do sistema nos casos de corte de carga, quando o gerador fictício de corte de carga e de bombeamento

forem despachados pelo FPO.

### 3.1 DEFINIÇÕES DE CÁLCULOS DE CUSTOS DE INTERRUPÇÃO NA LITERATURA

Quantificar o custo de interrupção no setor elétrico é uma tarefa complexa e difícil de se avaliar. Conforme Wacker e Billinton (1989), a abordagem metodológica é classificada em três estudos: avaliações analíticas indiretas, estudos de caso de apagões e pesquisa com clientes. Ademais, o valor da confiabilidade do serviço elétrico também não é fácil de definir, e mais ainda difícil de avaliar. No entanto, a necessidade de sua avaliação está se tornando mais importante no planejamento e operação dos sistemas de energia.

A literatura define indicadores que expressam os custos relacionados com a interrupção do fornecimento de energia (OTENG-ADJEI; BILLINTON, 1990), nomeadamente, existem a taxa de avaliação de energia interrompida - IEAR, e o valor de perda de carga - *Value of Lost Load* (VoLL) - que estão entre os mais utilizados e citados na literatura. De uma perspectiva socioeconômica, são indicadores que abordam as consequências econômicas de apagões, e interrupção no fornecimento de energia (SCHRÖDER THOMAS, 2015). A estimação desses indicadores advém de uma análise de impactos econômicos diretos e indiretos, e impactos sociais causados pela interrupção de energia elétrica. No entanto, a falta de dados adequados e informações tornam esta tarefa extremamente difícil (CASTRO; FAIAS; ESTEVES, 2016).

Dentre as metodologias presentes no estado da arte para a definição do custo de interrupção, são de longe preferidas as abordagens de pesquisa de clientes e da função de produção (CASTRO; FAIAS; ESTEVES, 2016).

#### 3.1.1 Abordagem de pesquisa de clientes

As abordagens em estudos de caso de pesquisa com clientes são realizadas por pesquisa direta, onde os clientes são consultados e estes informam o impacto direto da interrupção de energia na utilização. São utilizados dados de informações coletadas de consumidores de diversas classes de consumo, como por exemplo: residenciais, comerciais, industriais, etc (CASTRO; FAIAS; ESTEVES, 2016).

Algumas classes de consumidores, como por exemplo, grandes clientes industriais e comerciais, são capazes de identificar impactos e avaliar o custo das interrupções no fornecimento de energia elétrica, dado o impacto em suas atividades econômicas. Já nos consumidores domésticos (residenciais) essa definição se torna uma tarefa um tanto complexa, dada a alta diversidade da utilização da carga dessa classe de consumo, e também porque se sentem menos desconfortáveis com o impacto das interrupções (CASTRO; FAIAS; ESTEVES, 2016). Nesse contexto, cada cliente possui

a sua sensibilidade entre a interrupção do fornecimento de energia elétrica, e seu impacto econômico causado. Neste sentido, e através dos dados coletados na fase de pesquisa, são compostas funções de custo de interrupção em relação à duração sofrida por cada consumidor.

Os custos de interrupção do cliente são uma função tanto da interrupção quanto das características do usuário de energia. Os custos incorridos devido a interrupções no fornecimento de energia podem ser apresentados como uma função da duração da interrupção e, quando expressos nesta forma, são conhecidos como função de danos ao cliente - CDF. A CDF pode ser determinada para um grupo de clientes pertencentes a determinadas classificações (ALI; WACKER; BILLINTON, 1999).

Conforme Ali, Wacker e Billinton (1999), quando uma área de serviço afetada pelo não suprimento de energia elétrica contém mais de um tipo de consumidor, as funções custo para diferentes tipos de consumidores devem ser combinadas para obter uma CDF equivalente para a área de serviço, ou seja, os custos do cliente associados a uma interrupção em um ponto específico do sistema envolvem a combinação dos custos associados a todos os clientes afetados pela interrupção naquele ponto do sistema. Essa consolidação de custos é conhecida como função composta de danos ao cliente - CCDF (BILLINTON; OTENG-ADJEI, 1991).

Billinton e Allan (1988) definem a CCDF como uma estimativa do custo associado às interrupções de fornecimento de energia, e perdas relacionadas, em função da duração da interrupção, considerando um mix de clientes na área afetada. Cada consumidor ou tipo de consumidor possui um custo diferente para um determinado período de interrupção, e o método de combinação dos custos individuais consiste em realizar uma média ponderada de acordo com o consumo anual de energia de cada cliente ou grupo de clientes.

As funções de dano do cliente compostas de ponto de carga individual, setor, regional e sistema podem ser criadas sucessivamente a partir de seu custo de interrupção de cliente individual e dados de carga (BILLINTON; ALLAN, 1988).

Um estudo conduzido pela Universidade de Saskatchewan no período de 1980-85 (BILLINTON; WACKER; WOJCZYNSKI, 1982) foi utilizado para criar a CCDF do sistema teste IEEE RTS-79. Esse estudo foi realizado com base na pesquisa de clientes, onde os vários custos de interrupção do setor assumidos para o sistema RTS são dados na Tabela 1, e sua distribuição de energia e demanda de pico são dadas na Tabela 2 (BILLINTON; OTENG-ADJEI; GHAJAR, 1987).

Quando a área de serviço possui mais de um tipo de consumidor, como é mostrado na Tabela 1, as funções de custo de diferentes consumidores podem ser combinadas para obter uma função representativa equivalente da área, ou seja uma CCDF. Isto é, cada classe de consumo possui sua função de custo definida como função de danos ao cliente do setor - *Sector Customer Damage Function* (SCDF) -

(ALI; WACKER; BILLINTON, 1999).

Tabela 1 – Dados de custo de interrupção considerados aplicáveis à área de serviço de exemplo (\$/kW)

Classe de consumo	Duração da Interrupção				
	1 min	20 min	1h	4h	8h
Residencial	0,004	0,09	0,56	5,17	15,47
Grandes clientes	1,47	3,52	5,68	12,91	18,97
Pequenos clientes	0,72	3,38	5,27	19,66	29,37
Gov. & Inst.	0,04	0,36	1,45	6,35	25,23
Comercial	0,86	5,29	16,54	58,66	148,00
Edifícios de escritórios	4,65	9,61	20,5	67,00	116,12
Fazendas	0,03	2,8	14,00	116,8	326,8

Uma vez criadas as SCDFs de cada classe de consumo, a CCDF da área equivalente é gerada através de uma ponderação da participação do consumo de energia elétrica ou da demanda anual de pico de cada classe. A demanda anual de pico é usualmente utilizada como fator de ponderamento em curtas interrupções, enquanto que o consumo anual de energia é utilizado em interrupções de duração superior a meia hora (BILLINTON; OTENG-ADJEI, 1991).

Os dados da Tabela 2 são utilizados para compor a CCDF, de acordo com as funções de custo por classe SCDFs mostradas na Tabela 1.

Tabela 2 – Distribuição da energia anual e demanda de pico das classes

Classe de consumo	Energia (%)	Demanda (%)
Residencial	31,0	34,0
Grandes clientes	31,0	30,0
Pequenos clientes	19,0	14,0
Gov. & Inst.	5,5	6,0
Comercial	9,0	10,0
Edifícios de escritórios	2,0	2,0
Fazendas	2,5	4,0

Em resumo, a CCDF é definida de acordo com a ponderação da participação das classes na demanda máxima da área, ou no consumo total, de acordo com a Equação (21), que relaciona a SCDF com seus pesos de acordo com a classe de consumo:

$$CCDF = \sum_{s=1}^S SCDF_s(d_k) W_s \quad (21)$$

onde:

SCDF = função de danos ao consumidor por setor ou classe;

$d_k$  = é a duração do estado de falha;

$W_s$  = peso proporcional à participação da demanda máxima ou consumo total de energia da classe de consumo em relação ao total da área;

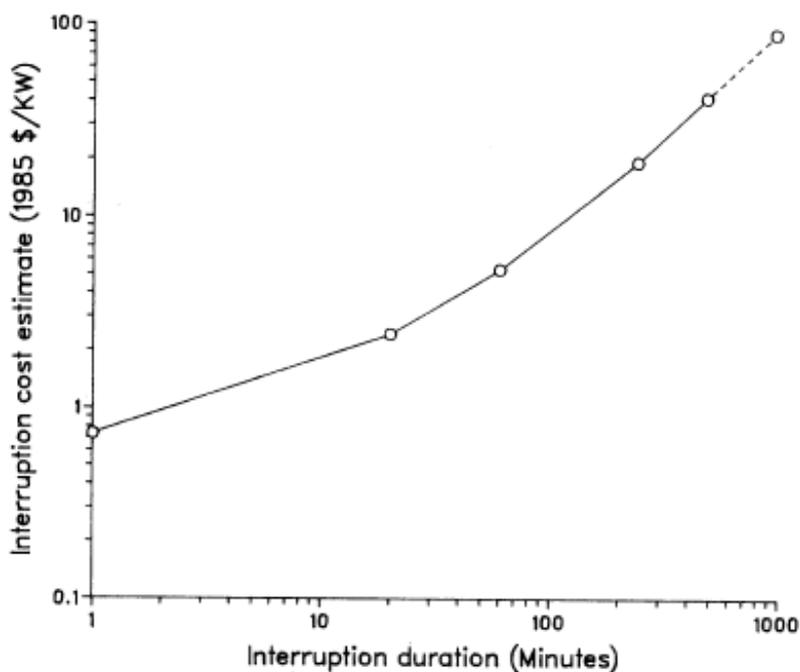
S = número de setores ou classes de consumo que a área possui.

A Tabela 3 mostra os custos de interrupção em função da duração de interrupção, já considerando o mix de clientes pertencentes a essa área e a ponderação conforme a Equação (21), e na Figura 17 está a representação gráfica dessa função.

Tabela 3 – CCDF para uma área de serviço

Duração da Interrupção	Custo de Interrupção (\$/kW)
1 min	0,73
20 min	2,42
1h	5,27
4h	19,22
8h	41,45

Figura 17 – Estimação dos custos de interrupção (\$/kW)



Fonte – (BILLINTON; OTENG-ADJEI, 1991)

De acordo com Oteng-Adjei e Billinton (1990), a taxa de avaliação de energia interrompida (IEAR) relaciona as perdas de clientes causadas por interrupções de

energia elétrica com o valor da confiabilidade do sistema na avaliação da adequação composta (NH2). Esse tipo de abordagem é geralmente utilizado para a composição do cálculo da taxa de avaliação de energia interrompida - IEAR. Uma vez elaborada a CCDF, a estimação do IEAR pode ser realizada através dos métodos de Frequência e Duração, e do método da simulação de Monte Carlo (BILLINTON; OTENG-ADJEI; GHAJAR, 1987). A abordagem da utilização dos dois métodos para obtenção da IEAR (BILLINTON; OTENG-ADJEI; GHAJAR, 1987) é mostrada com os métodos de frequência e duração, e com o método da simulação de Monte Carlo. Portanto o cálculo para ambos os métodos são apresentados a seguir.

A função composta de danos ao consumidor mostrada na Tabela 3 pode ser utilizada como modelo de custo dessa área, por exemplo, englobando os vários tipos de clientes citados, e seus respectivos custos de interrupção considerados. Para cada contingência  $m_i$  que leva ao corte de carga na barra  $i$ , as seguintes variáveis devem ser consideradas:

- A magnitude da interrupção  $m_i$  (MW);
- A frequência da interrupção  $f_i$  (occ./ano);
- A duração  $d_i$  (horas);

O custo  $c(d_j)$  de uma contingência da interrupção  $j$  de duração  $d$  é obtido da CCDF da área em questão. De acordo com Billinton, Oteng-Adjei e Ghajar (1987), a IEAR pode ser calculada tanto pelo método da enumeração mostrado na Equação (22), tanto quanto usando a simulação de Monte Carlo sequencial de acordo com a Equação (23):

$$IEAR = \frac{ECOST}{EENS} = \frac{\sum_{i=1}^{NLE} m_i f_i C(d_i)}{\sum_{i=1}^{NLE} m_i f_i d_i} \quad (\$/kWh) \quad (22)$$

onde:

ECOST = custo esperado de interrupção do consumidor ( $\$/ano$ );

EENS = energia esperada não suprida ( $kWh/ano$ );

NLE = número de eventos de perda de carga por ano;

$m_i$  = magnitude da perda de carga do evento ( $kW$ );

$f_i$  = frequência do  $i$ -ésimo evento de perda de carga;

$d_i$  = duração do  $i$ -ésimo evento de perda de carga ( $h$ );

$C(d_i)$  = CCDF em  $\$/kW$ ;

$$IEAR = \frac{ECOST}{EENS} = \frac{\sum_{i=1}^n c(d_i) m_i}{\sum_{i=1}^{NLE} e_i} \quad (\$/kWh) \quad (23)$$

onde:

$n$  = número total de situações de interrupções;

$d_i$  = duração da  $i$ -ésima interrupção amostrada;

$c(d_i)$  = custo da interrupção para a duração  $d_i$  (\$/kW);

$m_i$  = magnitude da perda de carga do evento (kW) - EPNS;

$e_i$  = energia cortada na interrupção  $i$ .

Uma simplificação das equações (22) e (23) pode ser utilizada para calcular a IEAR em uma barra  $k$  (OTENG-ADJEI; BILLINTON, 1990), considerando uma magnitude equivalente da barra dada em kW, e a energia correspondente em kWh, que resulta na Equação (24):

$$IEAR_k = \frac{c(d_k)}{d_k} \text{ (\$/kWh)} \quad (24)$$

onde:

$k$  = barra ou área;

$c(d_k)$  = custo da interrupção para a duração  $d_k$  na barra  $k$  em (\$/kW);

$d_k$  = duração da interrupção em horas na barra  $k$ .

Deve-se enfatizar que, usando a abordagem de enumeração de estados, a duração  $d_i$  é calculada como uma média de todos os eventos com a mesma magnitude  $m_i$  de carga perdida, enquanto que a simulação Monte Carlo sequencial permite produzir a distribuição real de tais durações.

Os custos de interrupção geralmente variam de forma não-linear com a duração, e a utilização da média da interrupção para calcular o custo de interrupção pode resultar em grandes erros, como é o caso dos métodos analíticos (BILLINTON; OTENG-ADJEI; GHAJAR, 1987).

A definição da CCDF é de extrema importância no contexto da mensuração do valor do corte de carga de uma área, pois a CCDF engloba os custos de interrupção de consumidores com atividades distintas, e que possuem custos de interrupção diferentes. E utilizando a simulação de Monte Carlo, é possível adotar valores da CCDF para a definição da IEAR, que estabelece de fato o custo do corte de carga em uma situação de falha na avaliação da confiabilidade do sistema, seja ele simples ou multiárea.

### 3.1.2 Abordagem da função de produção

Um exemplo de estimação dos custos de interrupção de forma indireta relaciona o uso da eletricidade e o valor agregado por ele. A medida econômica comumente utilizada é o valor agregado bruto *Gross Value Added* (GVA), que é a diferença entre o valor dos bens produzidos e o custo das matérias-primas e serviços utilizados para produzi-los, enquanto que a medida de energia utilizada é o consumo anual de

energia elétrica. O objetivo é encontrar o valor de cada unidade de energia interrompida ou VoLL com base no valor criado por unidade de eletricidade (CASTRO; FAIAS; ESTEVES, 2016).

A abordagem da função de produção é baseada no entendimento de que a eletricidade é um importante fator de entrada como trabalho ou capital para a produção de bens e serviços (SCHRÖDER THOMAS, 2015). A abordagem da função de produção calcula as consequências de uma interrupção relacionando interrupções de produção e/ou serviços durante a interrupção do kWh que não foi fornecido. Permite ainda estimar o impacto da interrupção da oferta em diferentes setores da economia, que pode ser medido usando dados macroeconômicos (SWINAND *et al.*, 2019). A unidade de medida desse indicador VoLL é uma unidade monetária por energia, significando a perda econômica por energia perdida conforme mostra a Equação (25):

$$VoLL = \frac{GVA}{EU} \quad (\$/MWh) \quad (25)$$

onde:

*GVA* é a medida econômica chamada valor agregado bruto em milhões \$ por ano;

*EU* é consumo anual de energia elétrica em *MWh* por ano;

Em exemplos de valores de VoLL encontrados na literatura publicados, entre eles utilizando esse método da função de produção observou-se os seguintes valores médios de VoLL por região/zona/país: União Europeia - 8,7 €/kWh (SHIVAKUMAR *et al.*, 2017); República da Irlanda - 12,9 €/kWh (TOL; LEAHY, 2011); Alemanha - 11,9 €/kWh (GROWITSCH *et al.*, 2013a); Espanha - 4,39 €/kWh (LINARES; REY, 2013); Portugal - 5,12 €/kWh (CASTRO; FAIAS; ESTEVES, 2016); Áustria - 17,1 €/kWh (GROWITSCH *et al.*, 2013b); Chipre - 6,5 €/kWh <sup>1</sup> (ZACHARIADIS; POULLIKKAS, 2012).

A abordagem da VoLL com estimação através de função de produção exige uma quantidade significativamente menor de dados quando comparada com a de pesquisa de clientes. Em linhas gerais, essa abordagem se torna mais objetiva, não dependendo de dados históricos nem da opinião subjetiva dos clientes. A desvantagem é que a consideração desses danos instantâneos, supondo apenas as perdas de saída, assume a hipótese que a eletricidade é essencial para a totalidade da atividade econômica, desconsiderando outras atividades possíveis, e consequentemente, ajustes que podem ser realizados na falta de eletricidade. Em linhas gerais, a suposição de que toda a atividade econômica é perdida quando ocorre uma queda de energia nem sempre é necessariamente verdadeira. Como consequência, esse tipo de abordagem é mais apropriado para capturar os efeitos de interrupções de energia de curto prazo e não frequentes (CASTRO; FAIAS; ESTEVES, 2016).

<sup>1</sup> obtido através de um estudo de um blecaute resultante de uma explosão que tirou de operação 60% da sua capacidade de geração

### 3.2 METODOLOGIA PARA DEFINIÇÃO DO CUSTO MARGINAL NO CASO DE CORTE DE CARGA EM SISTEMAS MULTIÁREAS

Nesta seção, de acordo com a literatura apresentada para definição do custo de interrupção, é proposta uma metodologia abordando os conceitos estudados na literatura, com o intuito de abordar a confiabilidade em avaliações multiárea, utilizando os conceitos da CCDF e IEAR para definição do custo marginal em caso de corte de carga.

Os estudos realizados levaram em consideração a metodologia da pesquisa de clientes para determinação da CCDF, e a determinação dos custos de interrupção utilizando a IEAR. É de extrema importância enfatizar que este trabalho não visa criar as funções de danos ao cliente, e sim utilizá-las para serem testadas na metodologia que está sendo apresentada nesta seção.

A IEAR é um fator que relaciona as perdas do cliente à confiabilidade do sistema elétrico, logo uma relação da IEAR com o conceito do CMO foi estabelecida para definir o custo marginal do sistema em situação de corte de carga, onde não há geração despachável disponível para suprir o próximo MWh demandado pelo sistema.

Considerando que a avaliação adotada seja a representação multiáreas com interconexões, onde cada área é modelada em barra única apresentando interconexões com as demais áreas, e assumindo que pelo conceito do custo marginal (próximo MWh solicitado pela carga) que a demanda solicitada pela carga seja de 1 MW no período de 1h acarrete em uma energia correspondente a 1 MWh, a Equação (23) se resume a:

$$IEAR_i = \frac{ccdf(d(1h)) * 1 MW}{1 MWh} = ccdf_i(d(1h)) \quad (\$/kWh) \quad (26)$$

onde:

$IEAR_i$  é a Taxa de Avaliação de Energia Interrompida da área  $i$ , ou seja o custo marginal de corte de carga na área  $i$ ; e  $ccdf(d(1h))$  é o custo de interrupção englobando os diferentes tipos de consumidores, bem como suas quantidades estimadas conectadas à barra (percentual estabelecido por classe consumidora) de acordo com a CCDF equivalente calculada no início da simulação, no intervalo de tempo de 1 hora.

A utilização das funções de danos compostas ao consumidor - CCDFs - tem como o objetivo de definir o custo de interrupção ao consumidor, mas fazendo uma ligação com o conceito do custo marginal de operação. A utilização da IEAR geralmente é focada em calcular o custo de interrupção atual, ou seja, em um determinado estado do sistema em que ocorra um corte de carga, os valores de duração da interrupção, magnitude da perda de carga e energia não suprida nesse intervalo, são utilizadas para o cálculo primeiramente do custo de interrupção de acordo com a CCDF da área

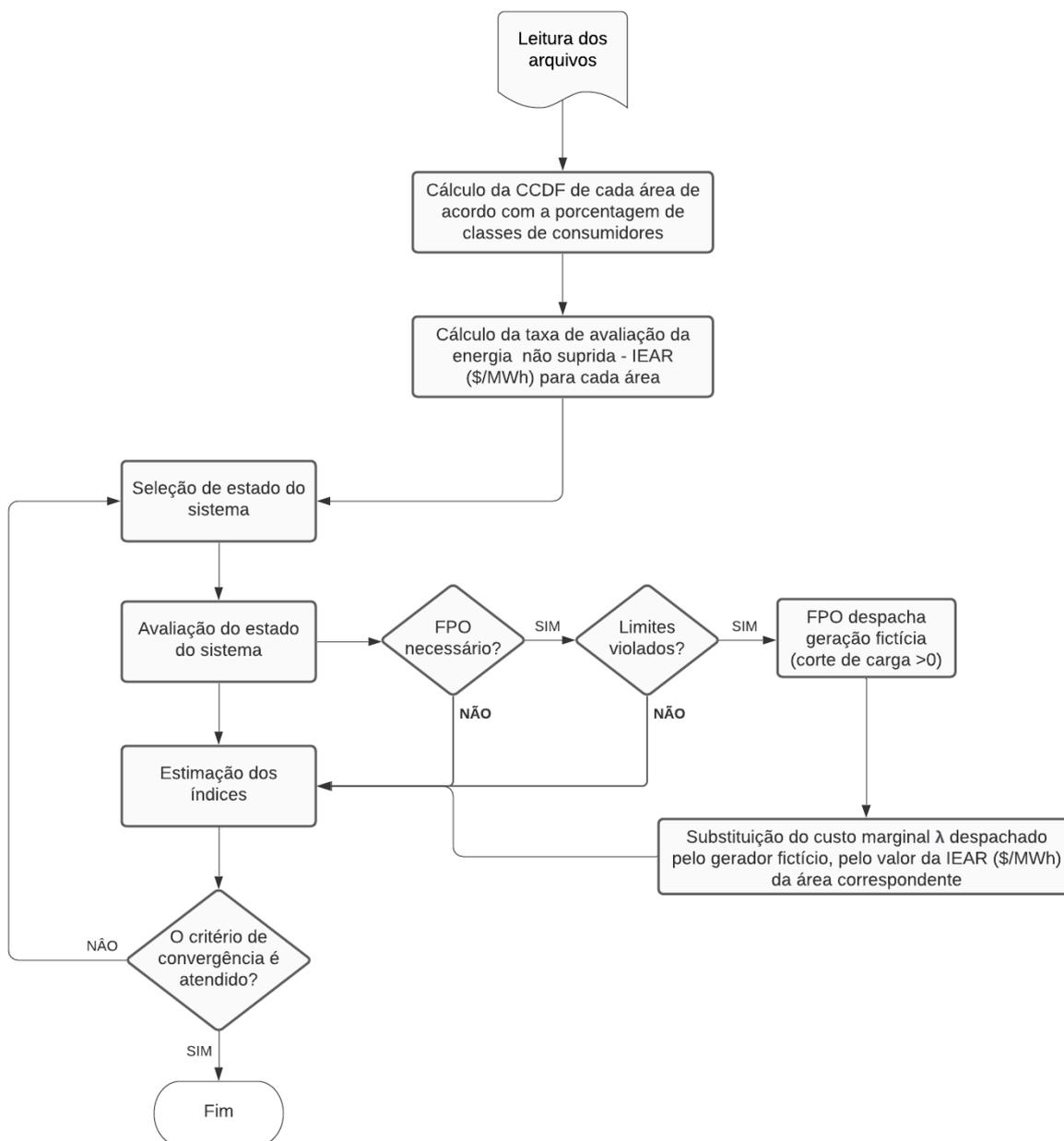
ou barra e, logo após, o cálculo da IEAR considerando o instante atual de interrupção. Assim, a metodologia proposta busca utilizar a IEAR para estimar o custo futuro da interrupção, ou seja, utilizar o conceito de custo marginal de operação integralizando a duração da interrupção em 1h e os valores de magnitude da interrupção e energia não suprida em 1MW e 1MWh, respectivamente, sendo o custo marginal em caso de corte de carga definido pela Equação (26).

No âmbito da simulação de Monte Carlo, conforme mostra a Figura 18, foi elaborado um fluxograma da metodologia proposta para estimar o custo marginal de interrupção que é encontrado em caso de corte de carga do sistema.

Conforme o fluxograma da Figura 18, antes do início da SMCS, é realizado um procedimento para estimar a CCDF de cada área, de acordo com o tipo e porcentagem estabelecida por classe consumidora presentes na área utilizando a Equação (21). Uma vez definidas as funções compostas de danos ao cliente - CCDFs de cada área -, a IEAR de cada área é calculada de acordo com a Equação (26) com o tempo integralizado em 1h e a magnitude de perda de carga em 1 MW. Após isso, a SMCS é realizada normalmente, mas quando o FPO despacha algum gerador fictício, é realizada uma correção nos valores dos multiplicadores de Lagrange, redefinindo o custo dos geradores fictícios despachados pelo FPO a partir dos valores dos IEARs correspondentes aos geradores onde há geração fictícia despachada como solução (do FPO). Em suma, o vetor dos multiplicadores de Lagrange contém agora o custo marginal do corte de carga (valor do IEAR da área correspondente) nos casos em que a área se encontra em situação de corte de carga.

Vale ressaltar que nessa metodologia, os custos de geração fictícias foram mantidos com um custo de 150% do gerador mais caro do sistema e iguais para todas as áreas/barras do sistema. Isto foi definido no modelo PSMora e não foi alterado na metodologia atual.

Figura 18 – Fluxograma metodologia custo marginal do corte de carga



Fonte – do autor.

### 3.3 ANÁLISE DO CUSTO MARGINAL NO CASO DE CORTE DE BOMBEAMENTO EM SISTEMAS MULTIÁREAS

Na avaliação da reserva operacional, após o escalonamento de geração, mesmo que os geradores despachados consigam cobrir a carga, as incertezas de erro de previsão eólica ( $\Delta W$ ), solar ( $\Delta S$ ), e a incerteza de geração fora de serviço ( $\Delta G$ ) podem levar a um estado de falha na avaliação do sistema, ou seja, o valor da geração pode ser menor do que o previsto anteriormente, ocasionando em não atendimento à carga.

A realização de bombeamento nesse contexto tem como objetivo principal evitar o desperdício de recurso renovável (como por exemplo: hídrico, eólico e solar), dado que em um determinado estado do sistema ocorra sobregeração ocasionado pelas incertezas de geração e/ou incertezas de variação de carga, e no caso de subgeração seja retirada a carga de bombeamento (desligamento de bombeamento reversível). Logo a inclusão do bombeamento no problema de otimização tem como objetivo incluir bombeamento no formato de carga, conforme mostrado na seção 2.5.3 na condição de sobregeração, e retirar a carga de bombeamento no caso de sobrecarga.

Os geradores fictícios de bombeamento inseridos no FPO têm como objetivo retirar primeiramente a carga de bombeamento disponível no sistema, priorizando o corte de bombeamento frente ao corte de carga, como se mostra na Figura 16. Nesta figura mostra-se que as zonas de precificação dos geradores fictícios, onde se identifica que o custo do gerador fictício de bombeamento, é menor que o custo de corte de carga, o que prioriza o corte de bombeamento. É importante destacar que, devido à existência de geradores fictícios associados ao bombeamento, nem sempre o despacho de geração fictícia indicado pelo FPO representa, necessariamente, uma condição de falha no sistema. Na situação onde o bombeamento é realizado, considera-se que uma carga adicional é inserida no sistema com o intuito de evitar o desperdício de renovável, pelo que uma geração fictícia associado a esta carga de bombeamento não representa um estado de falha no sistema, mas antes um bombeamento que não foi realizada. Entretanto, no viés dos custos marginais, dado que o custo desse gerador fictício de bombeamento é definido em um patamar acima do custo de geração convencional mais elevado, como foi comentado anteriormente, esse custo de geração fictícia pode impactar diretamente o custo marginal do sistema, pois em um determinado estado do sistema, caso o FPO necessite cortar bombeamento, o CMO da barra assumirá o custo da geração fictícia de corte de bombeamento, mas o que na realidade não ocorre. Neste caso, o sistema corta bombeamento para que a energia que seria fornecida para a realização de bombeamento seja redirecionada a esse MWh adicional demandado pelo sistema, donde o custo dessa geração adicional advém de um gerador real do sistema.

Uma vez encontrada a área responsável por cobrir essa demanda incremental do sistema, o multiplicador de Lagrange dessa barra deixa de ser o custo do gerador

fictício de corte de bombeamento despachado pelo FPO, e passa a assumir o custo da geração de uma unidade geradora oriunda dessa área responsável.

A busca pela área na qual se realiza o corte de bombeamento é crucial para definir o real custo marginal do sistema na substituição do custo do gerador fictício de bombeamento despachado no FPO, pelo custo de geração real despachável que será proveniente da área em que ocorreu o corte de bombeamento. Contudo, para considerar esse detalhe na formulação do problema do FPO é necessária a adição de restrições extras com a finalidade de rastrear o aumento inesperado de carga e/ou diminuição da geração despachável devido às incertezas e erros de previsão nas suas respectivas áreas, para que em situações em que ocorra o corte de bombeamento, esse corte seja realizado na sua respectiva área. No presente trabalho não foi possível a adição dessa nova restrição para atribuir o custo marginal associado ao custo de geração fictícia de corte de bombeamento à barra correta, quando o FPO realiza o corte de bombeamento. Esta alteração na formulação foi atribuída aos trabalhos futuros, sendo apenas definida a metodologia para o tratamento dessa questão.

### 3.4 CONCLUSÕES E DISCUSSÕES DO CAPÍTULO

A abordagem apresentada nesse capítulo trata de como contornar o problema causado pelo despacho dos geradores fictícios de corte de carga do FPO que afetam diretamente os ML do sistema. A utilização da IEAR com a finalidade de precificar o custo de interrupção na próxima hora, integralizando a magnitude da interrupção em 1 MW de acordo com a definição do CMO e determinar o custo de interrupção de acordo com as classes de consumidores em cada barra do sistema, fornece uma avaliação mais rica do real custo de interrupção.

No capítulo 4 a metodologia apresentada para precificar os custos do corte de carga, e substituí-los nos CMs do sistema conforme apresentado na seção 3.2 é aplicada no sistema interligado Ibérico.

## 4 RESULTADOS PARA A AVALIAÇÃO DA CONFIABILIDADE MULTIÁREA E DOS CUSTOS MARGINAIS DO SISTEMA

Como apresentado no Capítulo 2, a ferramenta PSMora foi utilizada para realizar as simulações de Monte Carlo sequencial com ênfase na avaliação da confiabilidade multiárea. Neste capítulo apresentam-se dois conjuntos de resultados: (i) avaliação da confiabilidade de sistema multiáreas considerando um número crescente de áreas e diferentes políticas de intercâmbios (Seção 2.6), com o objetivo de avaliar a performance e o alcance das representações contidas no PSMora; (ii) redefinição dos custos marginais de operação a partir dos custo de interrupção (Seção 3.2), conforme estabelecido na metodologia proposta. As simulações foram realizadas utilizando um processador Intel® Core™ i7 (1,8 até 4,6 GHz).

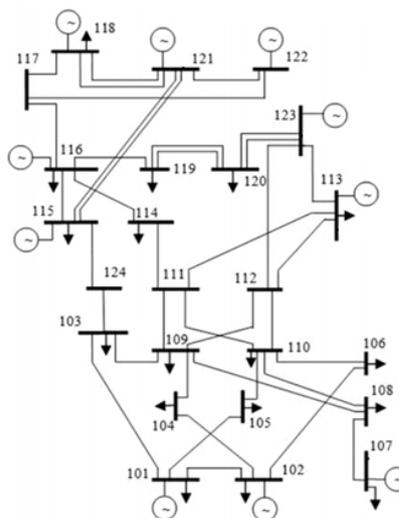
### 4.1 DESCRIÇÃO DOS SISTEMAS TESTE MULTIÁREAS

Nesta seção é apresentada uma breve descrição dos sistemas teste utilizados no âmbito desta dissertação.

#### 4.1.1 Sistemas IEEE RTS-79 HW, RTS-96 HW, variações e adaptações

O sistema IEEE RTS-79 teve sua primeira versão desenvolvida e publicada em 1979 para estudos de avaliação de confiabilidade. A topologia do sistema, conforme mostrado na Figura 19, é composta por um total de 24 barras e 33 linhas de transmissão, com dois patamares de tensão: 138 kV e 230 kV.

Figura 19 – Sistema IEEE RTS-79

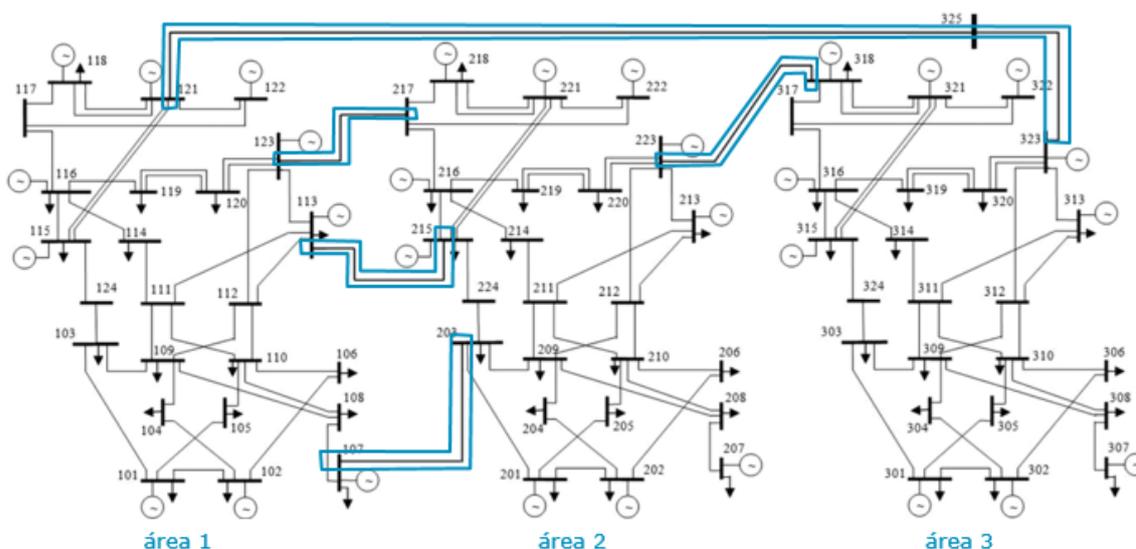


Fonte – (GRIGG *et al.*, 1999)

O sistema possui uma carga total de 2850 MW e uma capacidade total de geração de 3420 MW. A primeira modificação no sistema IEEE RTS-79 para IEEE RTS-79H é considerar as flutuações de energia hidrelétrica, enquanto que a segunda modificação para IEEE RTS-79 HW é aumentar a capacidade total instalada de 3405 MW para 3805 MW. A inserção de 400 MW de geração eólica intermitente é proveniente de três diferentes fazendas (MAGALHÃES CARVALHO *et al.*, 2011).

O sistema multiárea IEEE RTS-96 é composto por três sistemas IEEE RTS-79, conforme mostra a Figura 20, onde cada sistema IEEE RTS-79 representa uma área que está interconectada com as demais formando um sistema multiárea com um total de cinco interligações.

Figura 20 – Sistema IEEE RTS-96



Fonte – (GRIGG *et al.*, 1999)

Esse sistema possui um total de 96 unidades geradoras, totalizando 10215 MW de capacidade instalada, onde 8,8% corresponde a energia renovável. O pico anual de carga é de 8550MW. A configuração nomeada IEEE RTS-96H é a primeira modificação do sistema original (IEEE RTS-96) para lidar com as flutuações de energia das unidades hidrelétricas. São cinco séries históricas referentes às médias mensais de capacidade (LEITE DA SILVA *et al.*, 2010a). Na segunda modificação (nomeada IEEE RTS-96HW), uma unidade geradora térmica de 350 MW é substituída por 1526MW de geração eólica, totalizando 11391 MW de potência instalada distribuídas nas três áreas. O montante de energia renovável aumentou para 21,3%. Ao todo, são 763 unidades geradoras eólicas de 2MW distribuídas da seguinte forma: 267 unidades na área 1, 229 unidades na área 2, e 267 unidades na área 3 (LEITE DA SILVA *et al.*, 2010a). Em suma, a capacidade de geração instalada é de 3939 MW, 3863 MW e 3589 MW nas

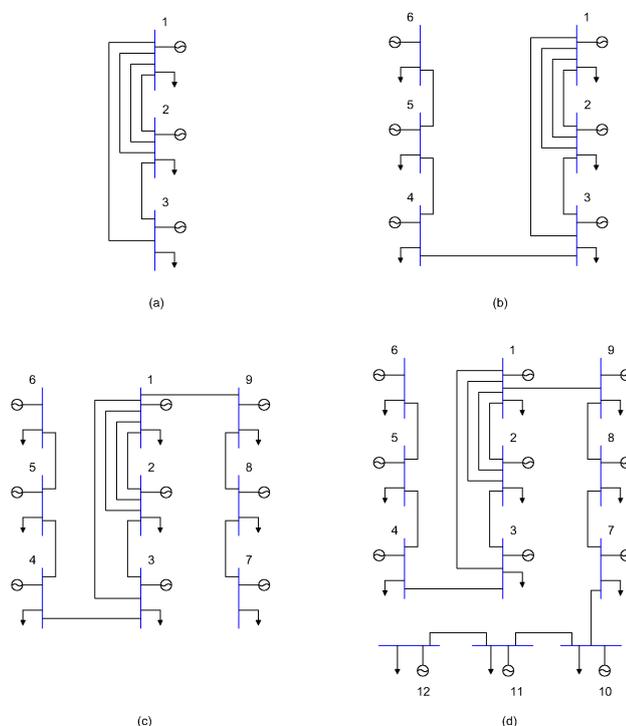
áreas 1, 2 e 3, respetivamente.

As simulações propostas serão realizadas tendo como base o sistema RTS-96 HW, e aumentando o número de áreas com o sistema RTS-79 HW. São mantidas as interligações padrão do sistema RTS-96 HW, e são criadas novas interconexões entre as demais áreas com o objetivo de avaliar a confiabilidade do sistema interligado resultante. As capacidades das novas interligações, e as taxas de falha e reparo entre os sistemas IEEE RTS-96HW e os sistemas IEEE RTS-79HW são equivalentes aos dados da interligação de maior capacidade do sistema IEEE RTS-96HW <sup>1</sup>.

Para cada sistema multiáreas são realizadas análises quanto à avaliação da reserva a longo prazo, podendo ser estática ou operacional, e o acordo de assistência entre as áreas, conforme apresentado anteriormente: socorro, mercado e híbrida.

A representação inicial é de um sistema IEEE RTS-96HW, que contém 3 áreas, ao qual são adicionadas áreas como o sistema IEEE RTS-79 HW, conforme a Figura 21, com dimensões de 3 (Figura 21 (a)), 6 (Figura 21 (b)), 9 (Figura 21 (c)) e 12 (Figura 21 (d)) áreas. Adicionalmente, foi considerada uma alteração da carga em todos os sistemas, considerando uma sobrecarga de 10% do valor de pico anual, passando de 2850MW para 3135MW.

Figura 21 – Sistemas multiáreas RTS modificados



Fonte – do autor.

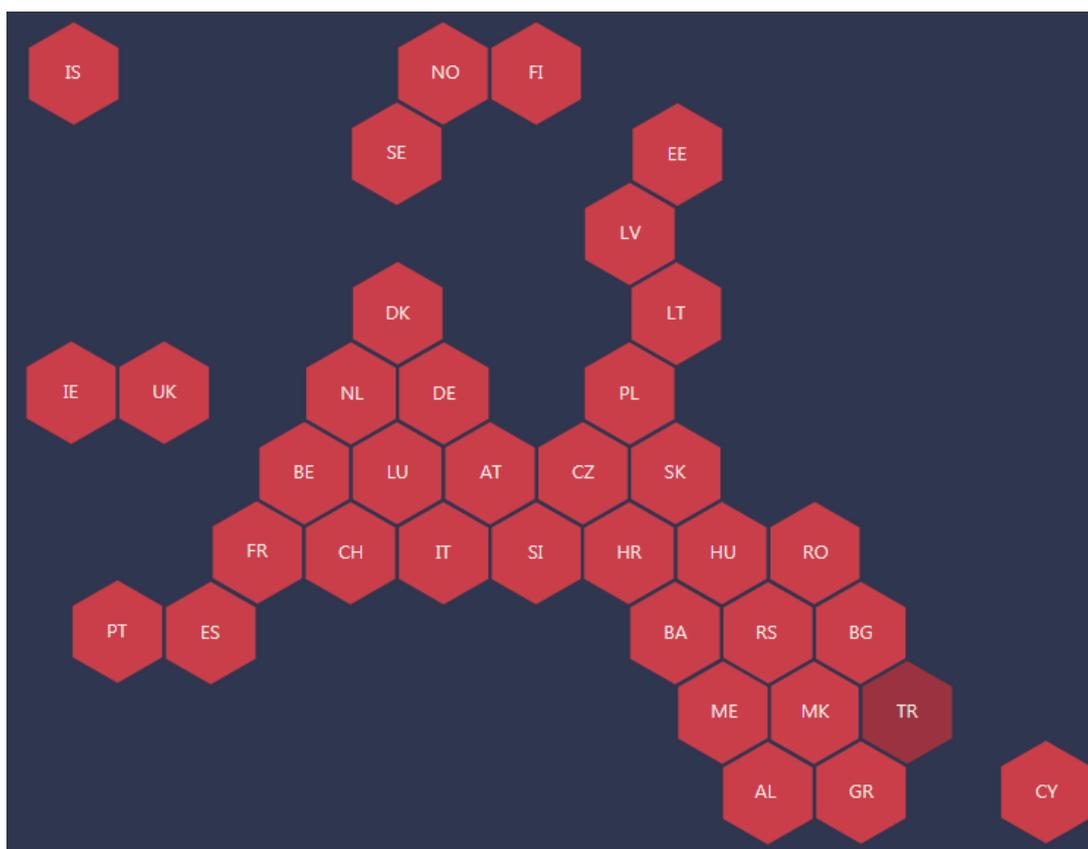
<sup>1</sup> com capacidade de transmissão de 500 MVA e reatância indutiva de 0,097 pu (GRIGG *et al.*, 1999)

Em cada cenário multiárea, todas as áreas são representadas por barra única, onde toda a geração e carga são conectadas em um nó único, com cada unidade geradora com seu respectivo custo de geração de acordo com cada sistema teste utilizado.

O aumento gradativo no número de áreas tem o objetivo de avaliar o impacto das exportações/importações de energia entre áreas nos índices de confiabilidade, tanto no âmbito global, quanto por tipo de falha (geração e transmissão).

Ainda para a avaliação da confiabilidade em sistemas com grande número de áreas, são realizados teste em uma configuração de sistema multiáreas que visa representar o Sistema Interligado Europeu. A Rede Síncrona da Europa Continental operada pelo ENTSO-E representa 42 operadores de sistemas de transmissão de eletricidade de 35 países em toda Europa conforme a Figura 22.

Figura 22 – Membros do ENTSO-E



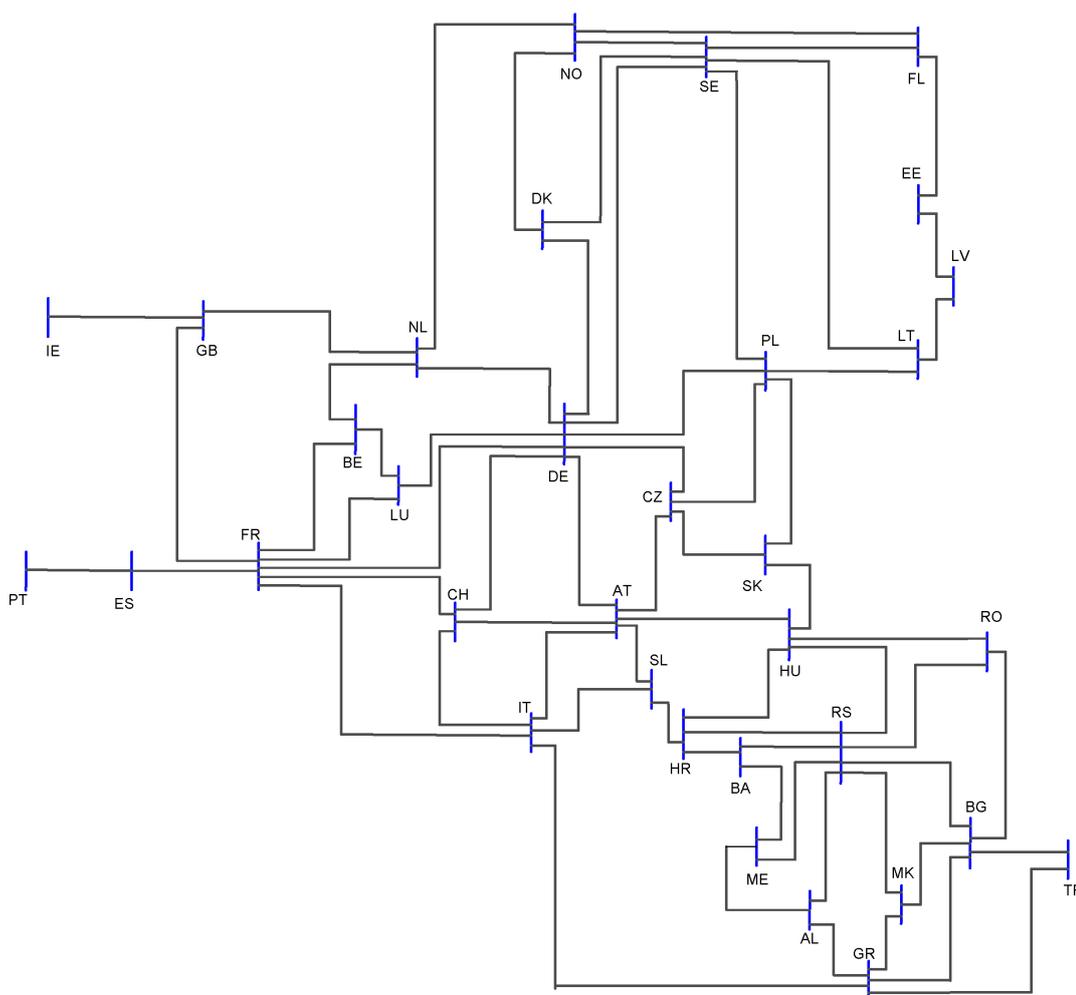
Fonte – (ENTSO-E, 2020)

O ENTSO-E foi estabelecido em 2009, recebendo mandatos legais da União Europeia para o Mercado Interno de Energia, visando liberalizar ainda mais os mercados de gás e eletricidade na UE. Os sistemas do Chipre e Islândia operam de forma isolada, e os demais de forma interconectada com linhas de transmissão convencio-

nais AC e links DC. O modelo proposto para simulação é uma representação similar das interligações entre os países integrantes do ENTSO-E. Os países membros são representados por áreas através de um sistema IEEE RTS-79HW, formando um sistema multiárea de 34 áreas. Apesar de alguns países possuírem múltiplas interconexões conectando a mesma área, no modelo proposto estas interconexões são representadas por linhas de transmissão equivalentes, com as seguintes características: capacidade de transmissão de 500 MVA, taxa de falha de 0,46 ocorrências por ano, e tempo médio de reparo de 11 horas.

Isso significa que na simulação multiárea, as áreas são modeladas em barra única. A Figura 23 mostra a representação dos países e suas interligações no modelo proposto.

Figura 23 – Sistema IEEE-RTS 34 áreas - equivalente União Europeia



Fonte – Alterado de ENTSO-E (2020)

As barras da Figura 23 representam: Albânia (AL), Áustria (AT), Bósnia e Herzegovina (BA), Bélgica (BE), Bulgária (BG), Suíça (CH), República Tcheca (CZ), Alema-

nha (DE), Dinamarca (DK), Estônia (EE), Espanha (ES), Finlândia (FL), França (FR), Reino Unido (GB), Grécia (GR), Croácia (HR), Hungria (HU), Irlanda (IE), Itália (IT), Lituânia (LT), Luxemburgo (LU), Letônia (LV), Montenegro (ME), República do Norte da Macedônia (MK), Países Baixos (NL), Noruega (NO), Polônia (PI), Portugal (PT), Romênia (RO), Sérvia (RS), Suécia (SE), Eslovênia (SL), Eslováquia (SK), Turquia (TR).

## 4.2 SISTEMA IBÉRICO

Para finalizar esta seção onde são apresentados os sistemas teste considerados neste trabalho, apresenta-se agora as características do sistema real que representa o Sistema Ibérico (redes interligadas Portugal e Espanha).

A coleta de dados foi realizada através do site dos agentes REN (<http://www.ren.pt/>) e *Red Eléctrica de España* (REE) (<http://www.ree.es/>) (VIEIRA, 2020).

O sistema português apresenta um valor de pico de carga de 8,2 GW e uma matriz de geração com capacidade de 19,62 GW, detalhado na Tabela 4, o subsistema de transmissão conta com 512 barras, 46 linhas de transmissão e 300 transformadores.

Tabela 4 – Sistema de geração de Portugal

Tecnologia	Centrais	Unidades	Potência	%
Hidro	82	82	6363,10	32,23
Térmica	16	16	5585,10	28,47
Eólica	47	2507	4911,50	25,03
Mini Hidro	22	22	613,60	3,13
Outras	75	75	2187,10	11,15
<b>Total</b>	<b>242</b>	<b>2702</b>	<b>19620,60</b>	<b>100</b>

Já o sistema elétrico espanhol apresenta um valor de pico de carga de 40,2 GW, contando com um parque gerador com capacidade nominal instalada de 99,74 GW, mostrado na Tabela 5.

Tabela 5 – Sistema de geração de Espanha

Tecnologia	Centrais	Unidades	Potência	%
Hidro	20	20	14.648,40	14,69
Térmica	95	95	42.057,02	42,17
Eólica	115	11.500	22.900,00	22,96
Mini Hidro	5	210	1.981,11	1,99
Outras	30	1.216	13.720,00	13,76
<b>Total</b>	<b>283</b>	<b>13.927</b>	<b>99.736,53</b>	<b>100,00</b>

O sistema multiárea contém um total de 9 interligações entre Portugal e Espanha, detalhadas na Tabela 6.

Tabela 6 – Interligações entre as áreas dos sistemas Portugal e Espanha

Interligação	De	Para	Capacidade
1 AV_BLB	Portugal (Alqueva)	Espanha (Brovales)	1640 MVA
2 TVR_PGM	Portugal (Tavira)	Espanha (Puebla de Guzmán)	1386 MVA
3 XCA_AL11	Portugal (Alto Lindoso)	Espanha (Cartelle)	1660 MVA
4 XCA_AL11	Portugal (Alto Lindoso)	Espanha (Cartelle)	1660 MVA
5 XAL_LA11	Portugal (Lagoaça)	Espanha (Aldeadávila)	1706 MVA
6 XCE_FR11	Portugal (Falagueira)	Espanha (Cedillo)	1386 MVA
7 XAL_PN21	Portugal (Pocinho)	Espanha (Aldeadávila)	435 MVA
8 XSA_PN21	Portugal (Pocinho)	Espanha (Saucelle)	430 MVA
9 XAL_PN21	Portugal (Pocinho)	Espanha (Aldeadávila)	435 MVA

#### 4.3 RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES PARA OS CASOS DE ESTUDO MULTIÁREAS

Os índices de confiabilidade resultantes das simulações mostradas a seguir seguiram o critério do coeficiente de convergência  $\beta$  de 5,0% para a EENS<sup>2</sup>.

Tabela 7 – LOLE Multiárea (h/ano)

	Reserva Estática		Reserva Operacional		
	Socorro	Mercados	Socorro	Mercados	Híbrida
<b>3 áreas</b>	7,372	7,656	8,234	7,612	10,334
<b>6 áreas</b>	3,186	3,065	3,446	4,258	5,701
<b>9 áreas</b>	3,699	3,794	3,851	7,489	7,699
<b>12 áreas</b>	3,798	4,143	3,826	11,183	9,807
<b>34 áreas</b>	2,609	2,782	2,65	22,899	46,67

Avaliando os índices de acordo com a Tabela 7, para a reserva estática, observa-se uma proximidade nos valores dos índices para as diferentes políticas de intercâmbio. Por exemplo, para o sistema de 3 áreas, a LOLE é 7,372 h/ano e 7,656 h/ano para políticas de socorro e de mercado, respectivamente. O mesmo se observa para o sistema de 9 áreas: a LOLE é 3,699 h/ano e 3,794 h/ano para as políticas de socorro e de mercado, respectivamente, chegando a conclusão de que para esse sistema estudado e dentre as políticas utilizadas, na avaliação da reserva estática, as políticas de intercâmbio pouco interferem na confiabilidade do sistema.

O escalonamento das unidades geradoras é um fator interessante, nesses cenários é através de empilhamento, fora do FPO, onde a rede é desconsiderada, logo para as políticas de mercados e híbrida, o despacho pode não se tornar viável, justificando os elevados índices nessas duas políticas, principalmente na análise da reserva operacional, onde o número de unidades é limitado.

<sup>2</sup> No sistema de 34 áreas o coeficiente de convergência utilizado como critério de parada foi de 12,2% em um cenário em particular. Essa exceção é explicada na seção 4.3.1.2

Na avaliação da reserva operacional <sup>3</sup>, nos sistemas multiáreas apresentados, os índices de confiabilidade apresentam comportamentos diferentes, onde a política de assistência aplicada afeta diretamente os índices de confiabilidade, como mostrado também nas tabelas 7, 8 e 9. Isso ocorre, principalmente, devido às incertezas presentes na reserva operacional, mas também por impacto dos acordos entre áreas. Ao avaliar a reserva operacional, onde as incertezas são consideradas, os índices mostram certas diferenças ao comparar as políticas de socorro, de mercado e principalmente com a híbrida. Neste caso, é importante observar que o escalonamento em cada política é diferente, causando impacto direto nos indicadores.

Tabela 8 – LOLF Multiárea (occ./ano)

	Reserva Estática		Reserva Operacional		
	Socorro	Mercados	Socorro	Mercados	Híbrida
<b>3 áreas</b>	3,065	3,135	3,345	3,0	4,949
<b>6 áreas</b>	1,446	1,377	1,482	1,919	2,719
<b>9 áreas</b>	1,618	1,661	1,640	3,343	3,619
<b>12 áreas</b>	1,627	1,761	1,622	5,302	4,726
<b>34 áreas</b>	1,085	1,116	1,069	10,829	22,979

Relativamente à avaliação da reserva operacional, as políticas adotadas interferem diretamente nos índices de confiabilidade. A política de socorro apresenta o melhor desempenho à medida que o número de áreas aumenta. Analisando as tabelas 7, 8 e 9, observa-se que o sistema de 12 áreas apresentou uma LOLE de 3,826 h/ano, LOLF de 1,622 occ./ano, e EENS de 621,11 MWh/ano, reduzindo seus índices em 53,5%, 51,5% e 66,5%, respectivamente, quando comparados com os índices do sistema de 3 áreas. Já para as políticas de mercados e híbrida, estas apresentam os piores desempenhos na confiabilidade do sistema multiáreas considerado. Inicialmente, analisando a evolução do sistema de 6 áreas em relação ao de 3 áreas, vemos uma significativa redução dos índices, mas ao expandir para mais áreas, os índices começam a aumentar, isto é, a frequência de falha aumenta significativamente nessas políticas, como é mostrado na Tabela 8.

Em uma análise global é constatado que, para determinadas políticas e considerando a expansão em número de áreas interligando vários sistemas, a confiabilidade do sistema resultante pode ter resultados distintos. Isso é causa direta da metodologia de cada política em escalonar geradores e reservas para cobrir a carga e capacidade de intercâmbio disponível para prestar assistência.

<sup>3</sup> O critério utilizado para a reserva girante em resolução semanal destinada à regulação primária foi de 50 MW, e de 400 MW para a regulação secundária.

Tabela 9 – EENS Multiárea (MWh/ano)

	Reserva Estática		Reserva Operacional		
	Socorro	Mercados	Socorro	Mercados	Híbrida
<b>3 áreas</b>	1718,19	1759,17	1855,51	1761,05	1943,70
<b>6 áreas</b>	628,51	628,40	717,25	727,92	907,85
<b>9 áreas</b>	597,99	603,88	622,68	1006,1	1032,12
<b>12 áreas</b>	616,59	682,29	621,11	1323,05	1291,74
<b>34 áreas</b>	303,97	351,21	312,05	2706,77	18127,68

Na reserva estática, a política de socorro apresentou melhor desempenho na maioria dos cenários (sistemas de 3, 9, 12 e 34 áreas). Apenas para o sistema de 6 áreas a política de mercados apresentou melhores índices. Já na reserva operacional, a política de socorro apresenta melhores índices, com exceção do sistema de 3 áreas onde a política de mercados obteve melhor confiabilidade. Para as políticas de mercados e híbrida, inicialmente os índices apresentam um certo decaimento no sistema de 6 áreas, mas ao decorrer da expansão, a confiabilidade do sistema resultante piora.

Tabela 10 – Tempos de simulação multiáreas

	Reserva Estática		Reserva Operacional		
	Socorro	Mercados	Socorro	Mercados	Híbrida
<b>3 Áreas</b>	34min 32s	1h 56min	33min 54s	2h 24min	1h 55min
<b>6 Áreas</b>	2h 28min	26h 31min	4h 23min	18h 29min	6h 25min
<b>9 Áreas</b>	7h 37min	53h 59min	6h 57min	72h 50min	48h 53min
<b>12 Áreas</b>	13h 52min	290h 11min	14h 43min	100h 33min	73h 27min
<b>34 Áreas</b>	97h 25min	744h 51min	101h 9min	700h 55min	50h 45min

A política híbrida obteve os piores índices conforme observado nas tabelas 7 e 9. Além da radialidade do sistema interconectado influenciar diretamente nas falhas de transmissão, a condição de intercâmbio dessa política tem como característica só poder ser realizado intercâmbios com a reserva terciária disponível.

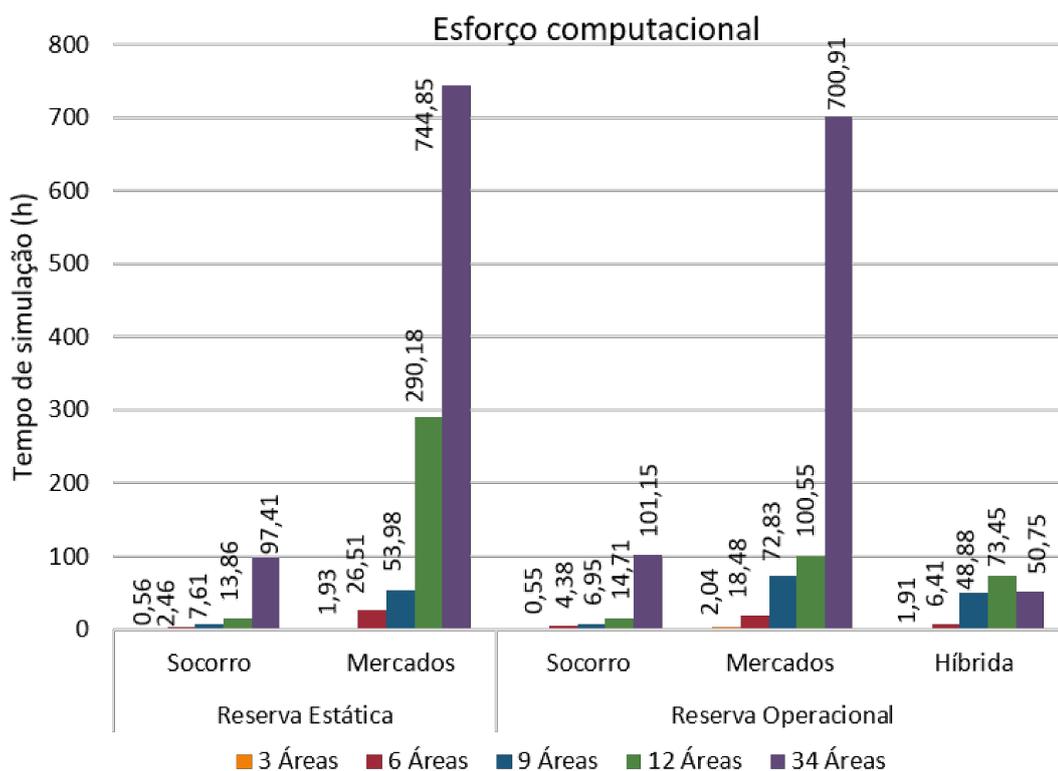
Fazendo uma comparação da reserva estática com a reserva operacional, fica claro que ao analisar os índices obtidos, as incertezas e a capacidade considerada apresentam um forte impacto na avaliação a longo prazo. Os índices são maiores na reserva operacional, principalmente porque a capacidade considerada nesta avaliação é, por definição, mais restrita. Apesar de a avaliação da reserva operacional possuir índices piores do que a estática, esta é a que possui uma abordagem mais aderente a operação, pois se utiliza dos modelos de previsão considerando as diversas incertezas existentes devido à estocasticidade das fontes intermitentes, erro de previsão de carga, e possibilidade de perda de unidades geradoras.

Os tempos de simulação mostrados na Tabela 10, e na Figura 24 refletem o

impacto da política adotada em relação ao número de áreas. À medida que o número de áreas é expandido, o tempo de simulação aumenta devido ao esforço computacional causado pela robustez do sistema, uma vez que mais amostras são necessárias, desencadeando um maior tempo de simulação. A política que obteve um menor tempo de simulação em relação às outras foi a política de socorro, tanto na avaliação da reserva estática, quanto na avaliação da reserva operacional.

As características dessas políticas refletem claramente o impacto computacional causado. Por exemplo, os piores tempos são da política de mercados, que realiza o escalonamento unificado que soma toda a carga de todas as áreas e aloca os geradores com base no custo de produção, demandando mais tempo e conseqüentemente mais esforço computacional. O que ocorre de forma diferente na política de socorro, onde o escalonamento é individual, cada área cobre sua própria demanda e requisitos de reserva, logo apresenta menores tempos de simulação, resultando em um menor esforço computacional.

Figura 24 – Desempenho do esforço computacional



Fonte – do autor.

Além disso, para sistemas multiáreas, que na maioria das vezes são relativamente robustos, a ferramenta de simulação PSMora tem mostrado excelente performance na avaliação da confiabilidade de grandes sistemas de energia. Especifica-

mente, no sistema com 34 áreas, quando obteve o menor tempo de simulação: 50 horas e 45 minutos para a política híbrida, embora essa política tenha mostrado a pior confiabilidade; e o tempo de simulação de 101 horas e 9 minutos na política de socorro, a política para a qual foram encontrados os melhores índices de confiabilidade.

Uma análise detalhada dos sistemas mostrada no Apêndice A é importante para que, dependendo das características do sistema multiáreas, seja avaliada a política de assistência que minimize o corte de carga através do intercâmbio de energia proveniente de um sistema vizinho.

### 4.3.1 Sistema Teste de 34 Áreas

Os índices de confiabilidade globais com as diferentes avaliações de reserva e políticas de intercâmbio para o sistema teste que busca representar a dimensão do sistema Europeu são mostrados na Tabela 11. O critério de parada foi um coeficiente de convergência  $\beta$  igual a 5% para o índice EENS, com exceção da simulação da reserva estática com política de mercados, que a simulação foi finalizada com  $\beta$  igual a 12,2% que será explicado na seção 4.3.1.2.

No âmbito global, a política que apresentou melhores índices de confiabilidade foi a política de socorro para ambas as avaliações de reserva estática e operacional, com a LOLE de aproximadamente 2,6 h/ano, por outro lado, a pior política foi a híbrida com uma LOLE de 46,67 h/ano. A confiabilidade possui baixo desempenho também na política de mercados na avaliação da reserva operacional, onde é obtida uma LOLE de 22,89 h/ano.

Tabela 11 – Índices de confiabilidade para o sistema de 34 áreas

	Reserva Estática		Reserva Operacional		
	Socorro	Mercados	Socorro	Mercados	Híbrida
<b>LOLP (<math>\times 10^{-3}</math>)</b>	0,2987	0,3176	0,3025	2,614	5,328
<b>LOLE (h/ano)</b>	2,609	2,782	2,65	22,899	46,67
<b>EPNS (MW/ano)</b>	0,035	0,004	0,036	0,309	2,069
<b>EENS (MWh/ano)</b>	303,971	351,21	312,05	2.706,77	18.127,68
<b>LOLF (occ./ano)</b>	1,085	1,116	1,069	10,829	22,979
<b>LOLD (h/ano)</b>	2,405	2,492	2,479	2,114	2,031
<b>Tempo de simulação</b>	97h 25min	744h 51min	101h 9min	700h 55min	50h 45min
<b>Anos simulados</b>	4867	902	4763	840	142

Na perspectiva da reserva estática, independente da política de assistência aplicada, a confiabilidade do sistema permanece praticamente no mesmo cenário, com uma leve variação, enquanto que na perspectiva da reserva operacional, as incertezas presentes no sistema elétrico (capacidade de geração fora de serviço, erro de previsão de geração eólica e solar, etc) que são levadas em consideração, a aplicação das diferentes políticas de assistência levam a índices de confiabilidade bastante distintos entre

si. Observando a Tabela 11, vemos que na avaliação da reserva estática a frequência de falha desse sistema é em média 1,08 ocorrências/ano, enquanto que na avaliação da reserva operacional é 1,06, 10,82 e 22,97 ocorrências/ano, respectivamente, para as políticas de socorro, mercados e híbrida.

O esforço computacional é significativo e tem um maior impacto em sistemas com um número de áreas bastante elevado, como é o caso desse sistema de 34 áreas que representa o sistema interligado europeu. E dependendo da política de assistência adotada, a avaliação da confiabilidade se torna complexa em decorrência da dimensão do sistema e das características intrínsecas de cada política de assistência como escalonamento de geração e reservas, e alocação de assistência para as áreas em estado de falha. Políticas de mercados que utilizam o escalonamento unificado de geração e das reservas primária e secundária apresentaram maior esforço computacional, e maiores tempos de simulação. Isso é devido à enorme quantidade de unidades geradoras a serem despachadas de forma unificada. Nesse sistema estamos escalonando em barra única 884 unidades geradoras térmicas, além de tratar das incertezas de 6800 unidades geradoras eólicas em cada área, causando um esforço computacional não desprezível nessa política de assistência adotada.

Apesar de ser um sistema de grande porte, os tempos de simulação na avaliação da política de socorro foram significativamente melhores quando comparados com a política de mercados. O escalonamento por área além de apresentar uma redução no esforço computacional, fornece uma melhor confiabilidade do sistema. Apesar de utilizar um número maior de anos de simulação, a convergência com um  $\beta$  de 5% é obtida de forma mais rápida.

Na perspectiva individual, considerando cada particularidade das simulações, uma análise detalhada é realizada com o objetivo de analisar o comportamento do sistema multiárea de acordo com o tipo de falha em cada política de assistência adotada.

#### 4.3.1.1 Avaliação da reserva estática com política de socorro para o sistema de 34 áreas

Os índices globais, já apresentados na Tabela 11, agora são mostrados de forma detalhada na Tabela 12 com o valor do coeficiente de convergência  $\beta$  entre parêntesis nos índices globais, e os índices por tipo de falha (geração, transmissão, e o de geração e transmissão que é representado pelas falhas simultâneas de geração e transmissão).

Embora os indicadores representem um sistema confiável, as falhas de transmissão nessa avaliação representam o maior impacto na confiabilidade global do sistema. Enquanto que as falhas de transmissão ocorrem aproximadamente uma vez por ano, as falhas do subsistema de geração e do sistema composto (geração e transmissão) ocorrem 1 falha a cada 699 anos, e 1 falha a cada 1219 anos, respectivamente. São

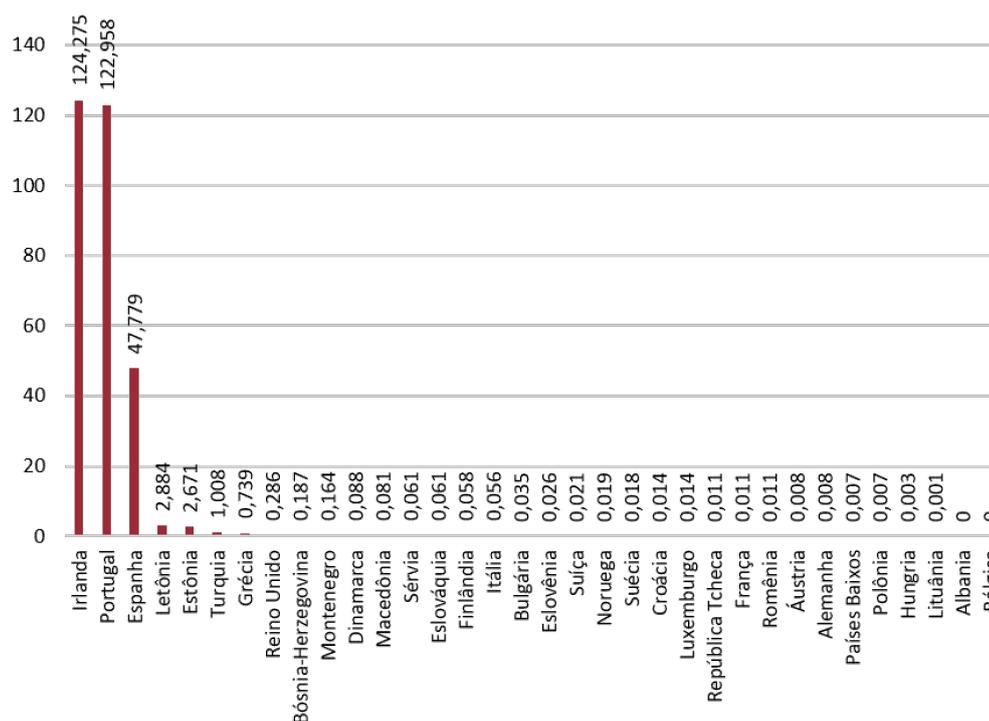
eventos extremamente raros que apresentam baixa energia não suprida, valores de 1,89 MWh/ano e 0,15 MWh/ano, respectivamente para as falhas de geração e de geração e transmissão.

Tabela 12 – Índices de confiabilidade para o sistema de 34 áreas - Política de Socorro

	Global índices	Global índices por tipo de falha		
		Geração	Transmissão	Composto
<b>LOLP (<math>\times 10^{-4}</math>)</b>	2,987 (3,6)	0,00246	2,975	0,0004834
<b>LOLE (h/ano)</b>	2,609 (3,6)	0,002	2,606	0,0004
<b>EPNS (MW/ano)</b>	0,035 (5,0)	0,00021	0,0344	0,000017
<b>EENS (MWh/ano)</b>	303,971 (5,0)	1,89	301,93	0,15
<b>LOLF (occ./ano)</b>	1,085 (2,75)	0,00143	1,0838	0,00082
<b>LOLD (h/occ.)</b>	2,405 (4,35)	1,498	2,404	0,515

Uma distribuição das falhas apresentada na Figura 25, mostra o impacto das mesmas nas áreas que representam os Estados-membros. Mostra-se a distribuição da energia não suprida quando é realizada a avaliação da reserva estática adotando a política de socorro.

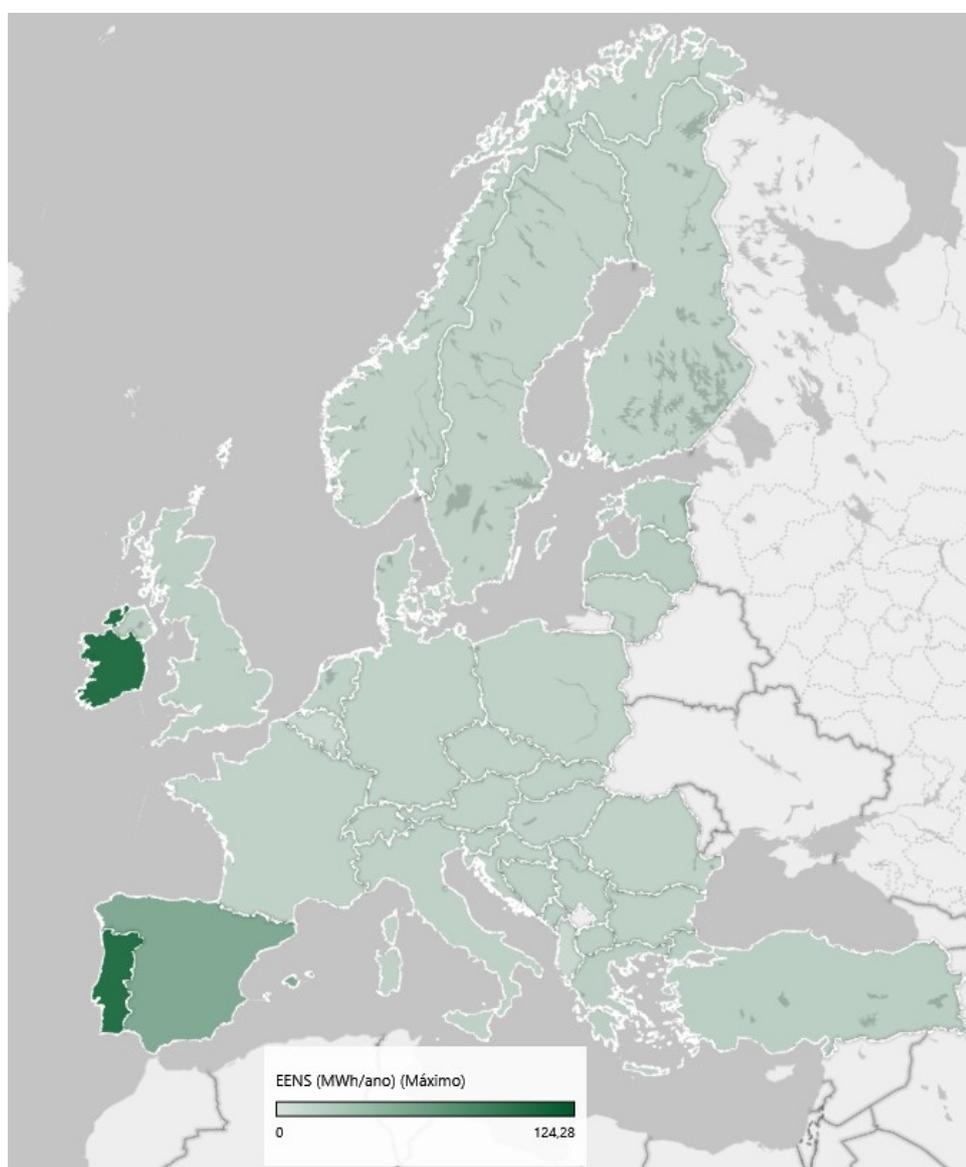
Figura 25 – EENS por área após intercâmbios - Reserva estática com política de socorro



Fonte – do autor.

O sistema principal utilizado na simulação (Área 1) representa a Albânia, e os demais enumerados e representados com suas interconexões simplificadas entre os países de acordo com o diagrama da Figura 23. Os piores índices são correspondentes às áreas que representam a Irlanda, Portugal e Espanha, apresentando 124,275 MWh/ano, 122,958 MWh/ano e 47,779 MWh/ano, respectivamente. Geograficamente esses países encontram-se nas extremidades do sistema multiárea, conforme mostrado na Figura 26, na Península Ibérica e na ilha da Irlanda (que abarca Irlanda e Irlanda do Norte em uma mesma área nessa representação multiárea), respectivamente.

Figura 26 – Mapa de distribuição por país de acordo com a EENS - Reserva Estática com Política de Socorro



Fonte – do autor.

O fato desses países estarem nessas extremidades com um número limitado de interligações com as demais áreas faz com que nessa representação as falhas de transmissão se sobressaiam causando o ilhamento dessas áreas, deixando-as sem a possibilidade de receber intercâmbio em casos de insuficiência de seu parque gerador, ou congestionamento de transmissão interno no caso de uma representação da rede completa.

#### 4.3.1.2 Avaliação da reserva estática com política de mercados para o sistema de 34 áreas

Um detalhe importante é o coeficiente de convergência que foi obtido nessa simulação, no valor de 12,2%, como mostrado na Tabela 13, que foi diferente dos demais que finalizaram em 5%. O motivo de parada dessa simulação para um  $\beta$  superior ao considerado nos outros casos está relacionado com o esforço computacional provocado devido à política de assistência adotada. O tempo de simulação já estava em 31 dias e os índices de confiabilidade já apresentavam pequenas variações, e por se tratar da avaliação da reserva estática, já estavam bem próximos do intervalo de confiança da simulação realizada com a política de socorro que possuem certa complementariedade.

Tabela 13 – Índices de confiabilidade reserva estática - Política de Mercados x Socorro

	<b>Global índices Política de Mercado</b>	<b>Intervalo de confiança 95% Política de Socorro</b>	
<b>LOLP (<math>\times 10^{-4}</math>)</b>	3,176 (7,95)	2,768	3,188
<b>LOLE (h/ano)</b>	2,782 (7,95)	2,425	2,793
<b>EPNS (MW/ano)</b>	0,04 (12,28)	0,031	0,038
<b>EENS (MWh/ano)</b>	351,21 (12,28)	274,2	333,74
<b>LOLF (occ./ano)</b>	1,116 (6,37)	1,026	1,143
<b>LOLD (h/occ.)</b>	2,492 (6,37)	2,2	2,61

Como mostrado anteriormente, os valores dos índices de confiabilidade são bem próximos quando aplicadas as políticas de socorro e de mercados na avaliação da reserva estática. Uma comparação na Tabela 13 mostra os índices da política de mercados em relação ao intervalo de confiança da política de socorro. Os índices de confiabilidade ficaram dentro do intervalo de confiança obtido com o coeficiente de convergência de 5% obtido na política de socorro, com exceção dos índices de potência e energia que, onde o coeficiente de convergência foi de 12,2%, ficando bem próximos do intervalo de confiança.

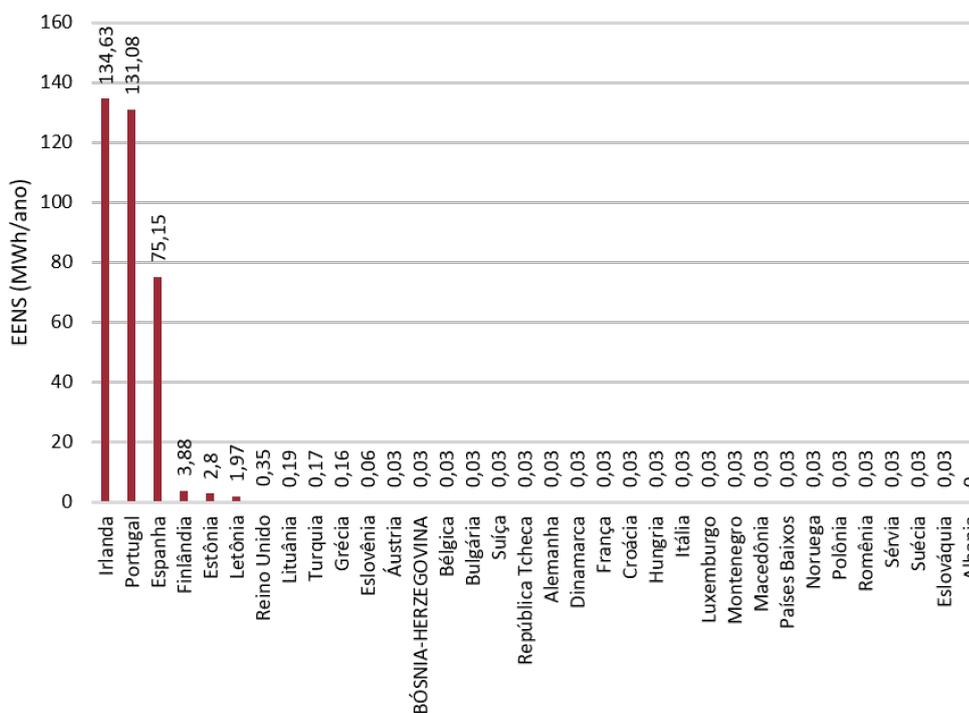
Os índices de confiabilidade por tipo de falha são apresentados na Tabela 14, juntamente com seus coeficientes de convergência  $\beta$  entre parêntesis.

Tabela 14 – Índices de confiabilidade para o sistema de 34 áreas - Política de Mercados

Resultados Finais para Avaliação da Reserva Estática				
	Global índices	Global índices por tipo de falha		
		Geração	Transmissão	Composto
<b>LOLP (<math>\times 10^{-4}</math>)</b>	3,176 (7,95)	0,002278	3,174	0
<b>LOLE (h/ano)</b>	2,782 (7,95)	0,0019	2,7808	0
<b>EPNS (MW/ano)</b>	0,04 (12,28)	0,00013	0,0399	0
<b>EENS (MWh/ano)</b>	351,21 (12,28)	1,15	350,07	0
<b>LOLF (occ./ano)</b>	1,116 (6,37)	0,00099	1,115	0
<b>LOLD (h/occ.)</b>	2,492 (6,37)	2,0	2,493	-

Nesse cenário, as falhas de transmissão continuam impactando diretamente a confiabilidade do sistema. As falhas de transmissão representam 99,6% da energia não suprida ao sistema com uma frequência de falha de 1,15 ocorrências/ano, enquanto que as falhas de geração ocorrem 1 vez a cada 1010 anos, com uma probabilidade de falha de  $2,2 \times 10^{-7}$ . Um detalhe importante é que nesse cenário não correm falhas simultâneas de geração e transmissão. Uma análise detalhada da energia não suprida por área é mostrada na Figura 27. Essa distribuição das falhas é essencial para detectar pontos do sistema nos quais ocorrem as maiores perdas.

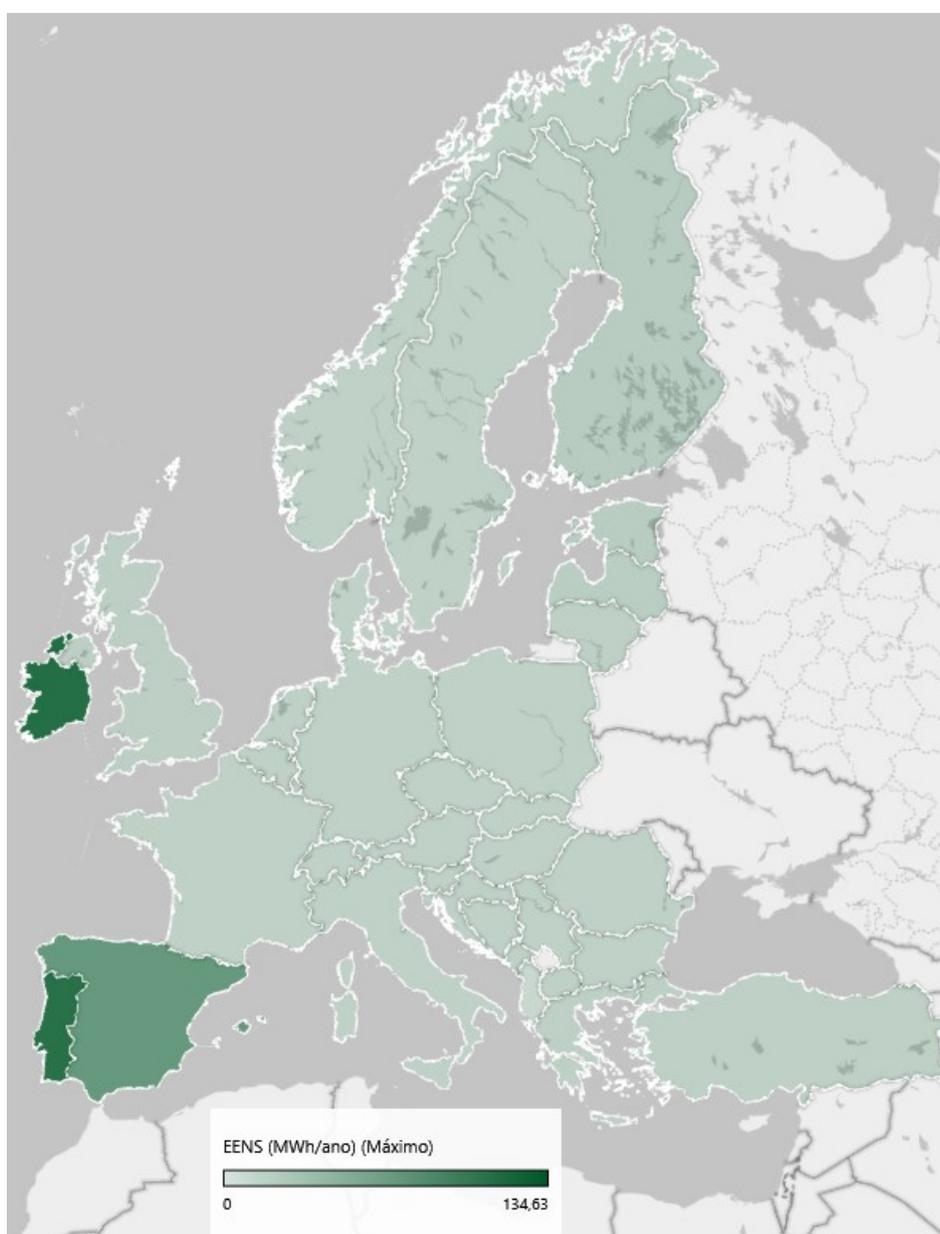
Figura 27 – EENS por área após intercâmbios - Reserva estática com política de mercados



Fonte – do autor.

Os países Irlanda, Portugal e Espanha são os que apresentam maior quantidade de energia não suprida com 134,63, 131,08 e 75,15 MWh/ano respectivamente. Note-se que esses países estão localizados nas extremidades noroeste e sudoeste do sistema, conforme mostrado na Figura 28. Observando a distribuição geográfica por país, verifica-se que são limitados geograficamente de obter interconexões com os demais países do bloco, logo ficam limitados a seus poucos países vizinhos para receberem intercâmbio de energia por meio de intercâmbio, ocasionando ilhamento em caso de perda dos seus sistemas de transmissão.

Figura 28 – Mapa de distribuição por país de acordo com a EENS - Reserva Estática com Política de Mercados



Fonte – do autor.

O quarto país com maior energia não suprida é a Finlândia, que é localizado a nordeste do bloco, também limitado geograficamente a obter interconexões com os demais países. No entanto, o montante de energia não suprida é relativamente menor quando comparado com os três maiores, com valor de 3,88 MWh/ano, isto é, apesar de estar localizado em uma extremidade, possui mais interconexões com seus países vizinhos: Estônia, Suécia e Noruega.

#### 4.3.1.3 Avaliação da reserva operacional com política de socorro para o sistema de 34 áreas

Os índices na avaliação da reserva operacional considerando a política de socorro se aproxima bastante dos obtidos na reserva estática. Contudo, em decorrência da melhor representação das incertezas na reserva operacional, os índices de confiabilidade são maiores, que em comparação direta representa um pior desempenho do sistema quando comparado com a reserva estática. Na Tabela 15 os índices globais são detalhados de acordo com o tipo de falha, e juntamente com seus coeficientes de variação  $\beta$  entre parêntesis.

Tabela 15 – Índices de confiabilidade para o sistema de 34 áreas - Política de Socorro

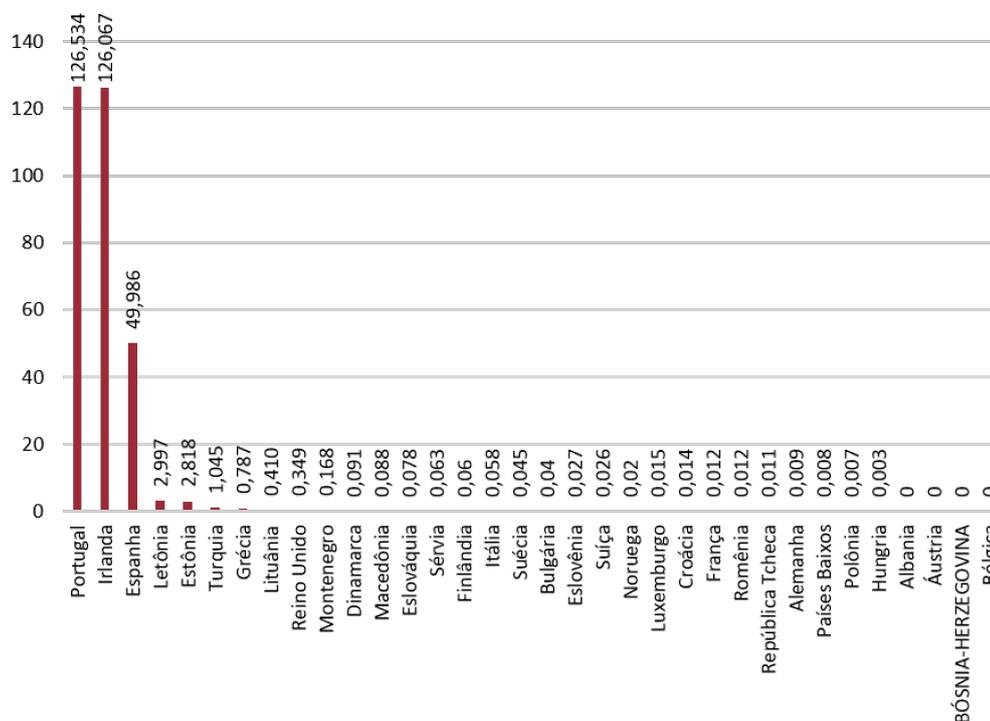
<b>Resultados Finais para Avaliação da Reserva Operacional</b>				
	<b>Global índices</b>	<b>Global índices por tipo de falha</b>		
		<b>Geração</b>	<b>Transmissão</b>	<b>Composto</b>
<b>LOLP (<math>\times 10^{-4}</math>)</b>	30,025 (3,62)	0,002553	3,022	0,0004542
<b>LOLE (h/ano)</b>	2,65 (3,62)	0,002	2,647	0,00039
<b>EPNS (MW/ano)</b>	0,036 (5,0)	0,0002	0,035	0,000017
<b>EENS (MWh/ano)</b>	312,04 (5,0)	1,992	309,907	0,15
<b>LOLF (occ./ano)</b>	1,069 (2,79)	0,001	1,068	0,001
<b>LOLD (h/occ.)</b>	2,479 (4,39)	1,522	2,479	0,632

O refinamento com a melhor representação das incertezas presentes no sistema acarreta em índices de confiabilidade maiores, pois é uma causa direta das incertezas presentes do sistema no ambiente de simulação. Contudo, é uma avaliação mais refinada com um alto nível de confiança.

As falhas de transmissão predominam também nesse cenário: o detalhamento dos tipos de falhas mostram um total de 99,88% de falhas de transmissão. As falhas de geração e de geração e transmissão são insignificantes quando comparadas as falhas da transmissão, isto é, a probabilidade em de ocorrência desses tipos de falhas são extremamente baixas e de curta duração, em média de 0,6 a 1,5 horas por ocorrência.

Na avaliação da energia não suprida, as falhas de geração e de geração e transmissão representam somente 0,6% e 0,04% do montante não suprido. A Figura 29 detalha essa energia não suprida em todas as áreas do sistema.

Figura 29 – EENS por área após intercâmbios - Reserva operacional com política de socorro

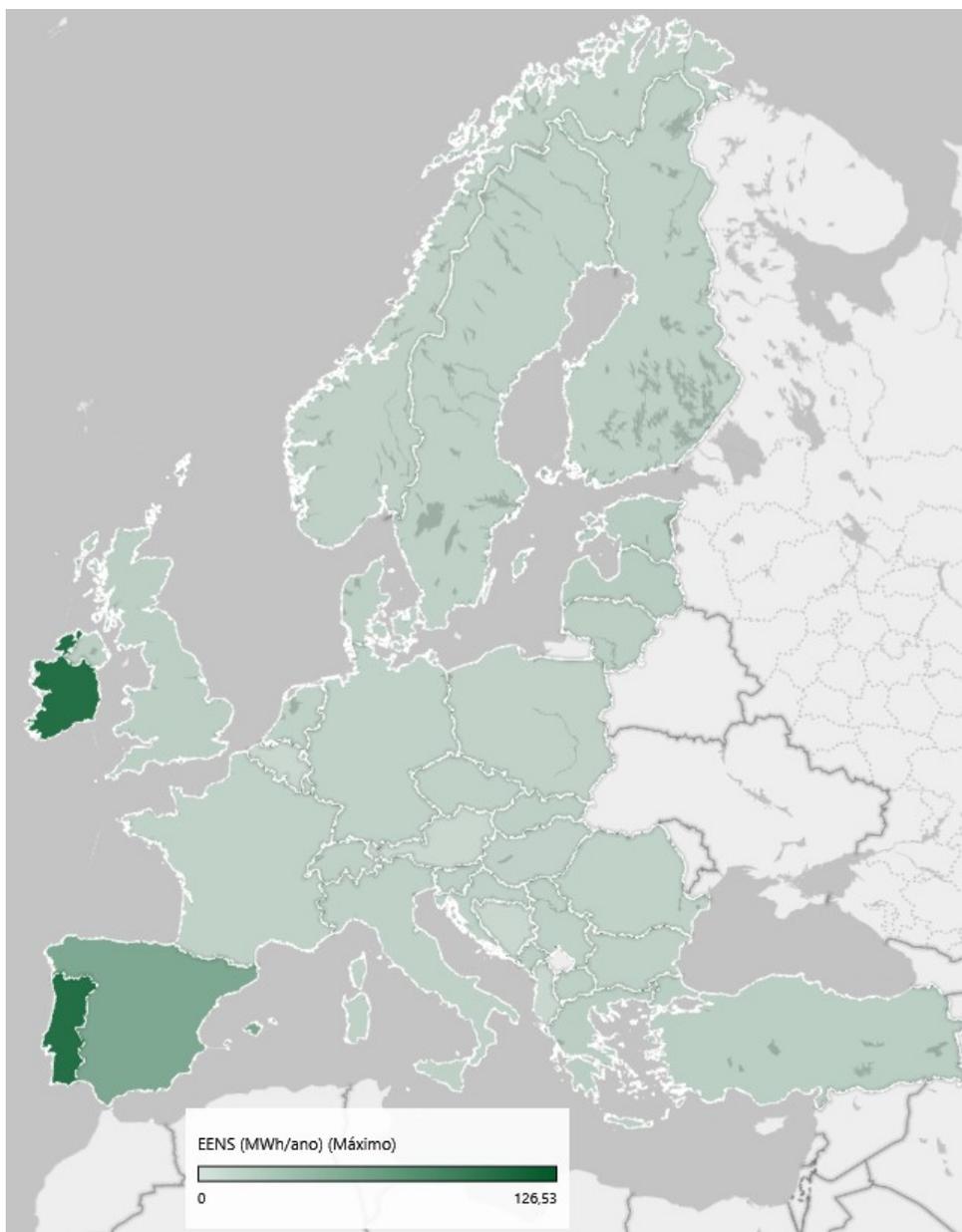


Fonte – do autor.

Como detalhado na seção 4.3.1.1, as Figuras 25 e 29 apresentam o mesmo comportamento, mantendo-se as maiores falhas localizadas nas áreas da Irlanda, Portugal e Espanha, causadas em decorrência do ilhamento dessas áreas. Se observarmos os índices de países do centro da Europa continental, de acordo com distribuição da energia não suprida mapeada na Figura 30, por exemplo como Alemanha, França, Suíça, estes apresentam 8 kWh/ano, 11 kWh/ano e 21 kWh/ano de EENS, respectivamente. São países que apresentam um número maior de interligações com demais países, possibilitando um fluxo de assistência muito maior do que os países que encontram-se nas extremidades do sistema multiárea.

Turquia e Grécia, apesar de estarem na extremidade sudeste da Europa continental, apresentam perdas na ordem de 1,04 MWh/ano e 0,787 MWh/ano. É uma quantidade relativamente baixa, pois essas extremidades do sistema permitem um maior número de interconexões entre os demais países do bloco. Isso é visto também na região dos Estados Bálticos, nos países Letônia e Estônia, que apresentam índices de 2,997 MWh/ano e 2,818 MWh/ano respectivamente. Esses países também são países de extremidade nordeste do bloco, que apesar do número menor de interligações entre países, têm maior número em comparação com Irlanda, Portugal e Espanha.

Figura 30 – Mapa de distribuição por país de acordo com a EENS - Reserva Operacional com Política de Socorro



Fonte – do autor.

#### 4.3.1.4 Avaliação da reserva operacional com política de mercados para o sistema de 34 áreas

Nesse cenário, a política implementada nessa avaliação da reserva operacional apresenta um número significativo de falhas, devido à forma de como foi feito o escalonamento, onde apresentou uma LOLE de 22,89 h/ano, com uma LOLF de 10 ocorrências/ano, como mostrado na Tabela 15. Entre parêntesis é mostrado também o coeficiente de variação  $\beta$ .

Tabela 16 – EENS por área após intercâmbios - Reserva operacional com política de mercados

<b>Resultados Finais para Avaliação da Reserva Operacional</b>				
	<b>Global índices</b>	<b>Global índices por tipo de falha</b>		
		<b>Geração</b>	<b>Transmissão</b>	<b>Composto</b>
<b>LOLP (<math>\times 10^{-3}</math>)</b>	2,614 (3,81)	0,0005436	2,613	0,0001358
<b>LOLE (h/ano)</b>	22,899 (3,81)	0,00476	22,893	0,00119
<b>EPNS (MW/ano)</b>	0,3089 (5,0)	0,00101	0,3079	0,00005
<b>EENS (MWh/ano)</b>	2706,77 (5,0)	8,88	2697,39	0,51
<b>LOLF (occ./ano)</b>	10,83 (3,05)	0,002381	10,827	0,00119
<b>LOLD (h/occ.)</b>	2,114 (2,11)	2,00	2,114	1,0

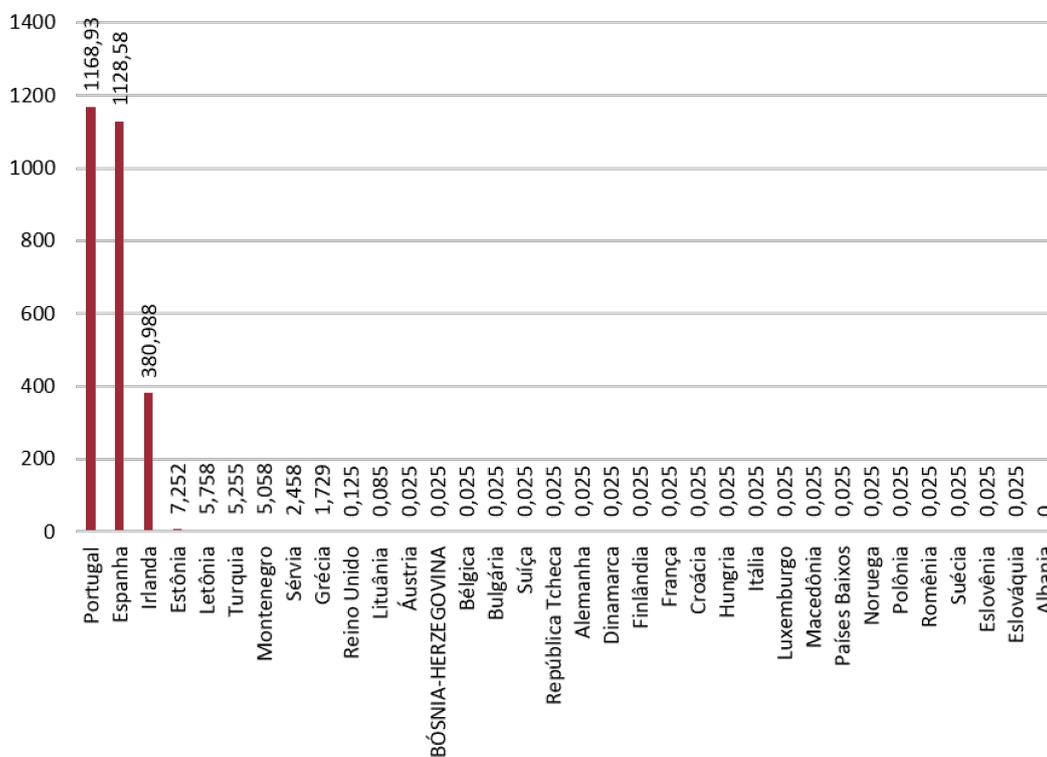
Esse é o resultado provocado pelo escalonamento unificado que é característica intrínseca da política de mercados, onde as unidades geradoras são alocadas conforme política de ordem de mérito.

As ocorrências de falha por tipo são lideradas novamente pelas falhas de transmissão, com a LOLF de 10,827 ocorrências por ano, precedidas por 1 falha a cada 420 anos, e 1 falha a cada 840 anos para as falhas de geração e de geração e transmissão, respectivamente.

A energia não suprida das falhas de transmissão representa 99,65% do global, isto é, apesar da política de mercados possuir a característica do empilhamento de geração através do escalonamento unificado, a capacidade de exportação continua sendo o excedente de capacidade de geração programada não utilizada, isto é, as falhas podem ser tanto ocasionadas por perda de linhas, impossibilitando o trânsito de recursos, quanto o de possuir a disponibilidade da linha, mas as áreas vizinhas não possuem esse excedente de capacidade não utilizada.

Os países que mais sofrem continuam sendo os das extremidades sudoeste e noroeste do bloco: Irlanda, Portugal e Espanha, conforme o detalhamento mostrado na Figura 31 e Figura 32. Apesar de que as falhas de transmissão predominam, um fato interessante é observar a quantidade de energia não suprida nesses países com maiores índices. Houve um aumento de 923,8%, 895,2% e 761,9% em relação à política de socorro com avaliação da reserva operacional.

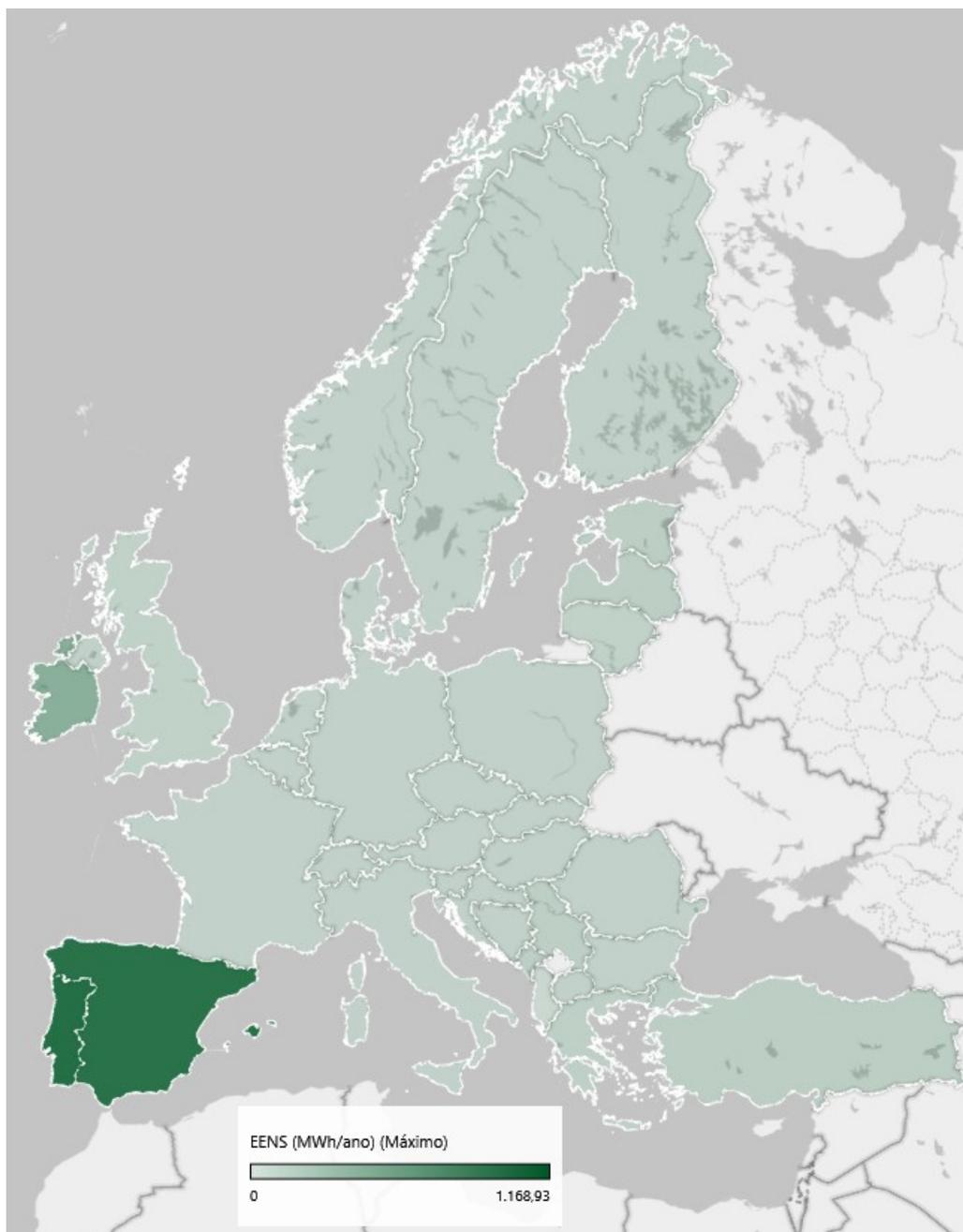
Figura 31 – EENS por área após intercâmbios - Reserva operacional com política de mercados



Fonte – do autor.

A justificativa desse aumento é de fato provocado pelo maior número de falhas do sistema de transmissão, e a sua alta probabilidade de falha devido ao escalonamento unificado para cobrir a carga e reservas, fazendo com que restem poucas unidades geradoras disponíveis para prestar assistência às demais áreas.

Figura 32 – Mapa de distribuição por país de acordo com a EENS - Reserva Operacional com Política de Mercados



Fonte – do autor.

#### 4.3.1.5 Avaliação da reserva operacional com política híbrida para o sistema de 34 áreas

Os índices globais nesse cenário mostra um nível de confiabilidade pior do sistema, conforme mostra a Tabela 17, juntamente com seus coeficientes de variação  $\beta$  entre parêntesis. A alta probabilidade de falha resulta em uma maior energia não suprida e maior frequência de falha, em decorrência à forma de escalonamento e agravado pelo limite de intercâmbio à reserva terciária.

Tabela 17 – EENS por área após intercâmbios - Reserva operacional com política híbrida

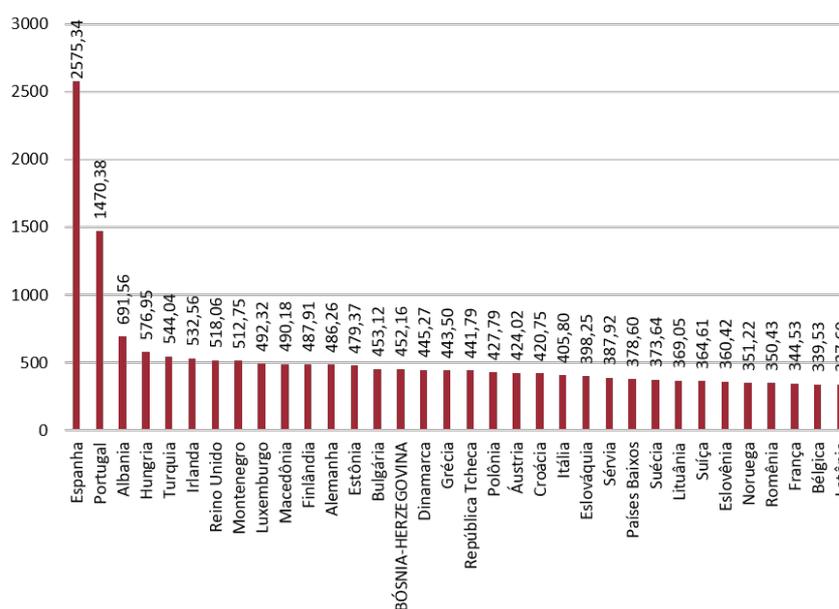
	<b>Resultados Finais para Avaliação da Reserva Operacional</b>			
	<b>Global índices</b>	<b>Global índices por tipo de falha</b>		
		<b>Geração</b>	<b>Transmissão</b>	<b>Composto</b>
<b>LOLP (<math>\times 10^{-3}</math>)</b>	5,328 (4,99)	1,998	3,322	0,006121
<b>LOLE (h/ano)</b>	46,669 (4,99)	17,507	29,107	0,0536
<b>EPNS (MW/ano)</b>	2,069 (4,26)	1,679	0,3884	0,00124
<b>EENS (MWh/ano)</b>	18127,685 (4,26)	14713,91	3402,86	10,91
<b>LOLF (occ./ano)</b>	22,979 (4,75)	6,288	16,852	0,0633
<b>LOLD (h/occ.)</b>	2,031 (6,67)	2,783	1,727	0,846

Quando analisados os índices por tipo de falha, destaca-se uma alteração na tendência dos cenários anteriores, onde o subsistema de transmissão era o responsável pela maioria das falhas globais, justamente pela pouca disponibilidade de capacidade de intercâmbio.

Na política híbrida o subsistema de geração apresenta um total de 81,1% do total de energia não suprida ao sistema, enquanto que as falhas de transmissão e de geração e transmissão representam 18,7% e 0,06% respectivamente. Apesar do subsistema de geração apresentar uma maior quantidade de energia não suprida, a frequência de falha é bem menor quando comparada com o subsistema de transmissão: enquanto que as falhas de geração são de 6,2 ocorrências por ano, as falhas de transmissão são de 16,85 ocorrências por ano, isto é, cada falha de geração impacta mais na confiabilidade do sistema do que as falhas de transmissão.

A impossibilidade de receber intercâmbio de áreas vizinhas é um fator que contribui bastante nesses altos índices, uma vez que esse intercâmbio é realizado somente pela reserva terciária, e o escalonamento dessa reserva é realizado de forma individual, por área. Enquanto que a alocação das unidades geradoras é realizado de forma conjunta, pode acontecer de que as unidades geradoras de tecnologias para atendimento da reserva terciária sejam despachadas no processo de empilhamento de geração para atender a carga global do sistema, tornando-as indisponíveis para atendimento à reserva terciária, acarretando em uma possível indisponibilidade dessa área realizar intercâmbio. E como efeito dominó, se não existe capacidade de exportação

Figura 33 – EENS por área após intercâmbios - Reserva operacional com política híbrida

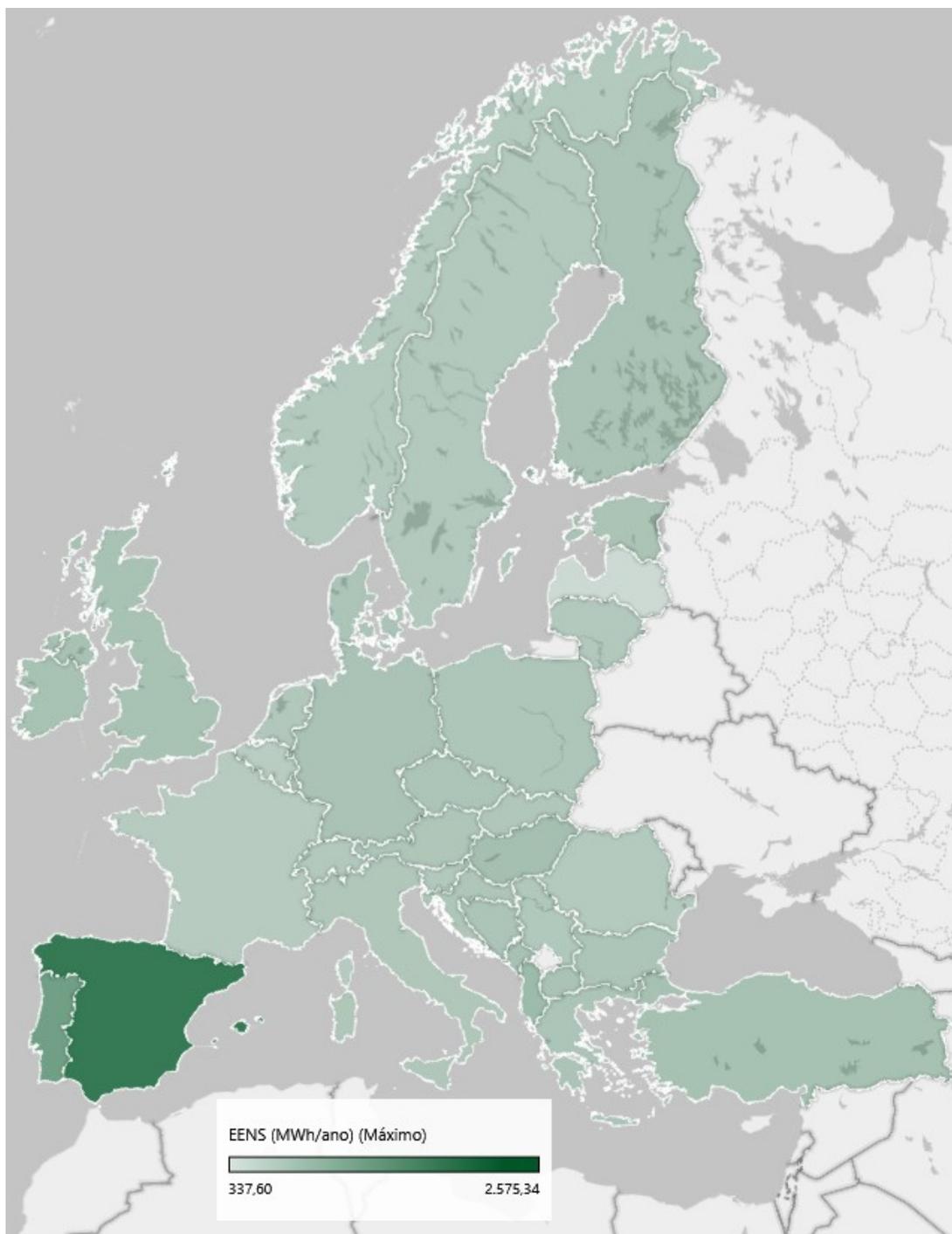


Fonte – do autor.

disponível para a realização de intercâmbio, a quantidade de corte de carga aumenta, acarretando em piores índices de confiabilidade.

Na Figura 33 é apresentada a distribuição da energia não suprida em cada área, onde as maiores perdas são em Espanha e Portugal, como apontado também na Figura 34. Estes países possuem a maioria das falhas de transmissão, 85% e 74% respectivamente; os demais países possuem valores de energia não suprida entre 330 e 691 MWh/ano, sendo que somente a Albânia possui 100% das falhas de geração, enquanto que os demais países possuem mais de um tipo de falha, mas com a maioria sendo de geração.

Figura 34 – Mapa de distribuição por país de acordo com a EENS - Reserva Operacional com Política Híbrida



Fonte – do autor.

#### 4.4 RESULTADOS PARA O CUSTO MARGINAL DE CORTE DE CARGA

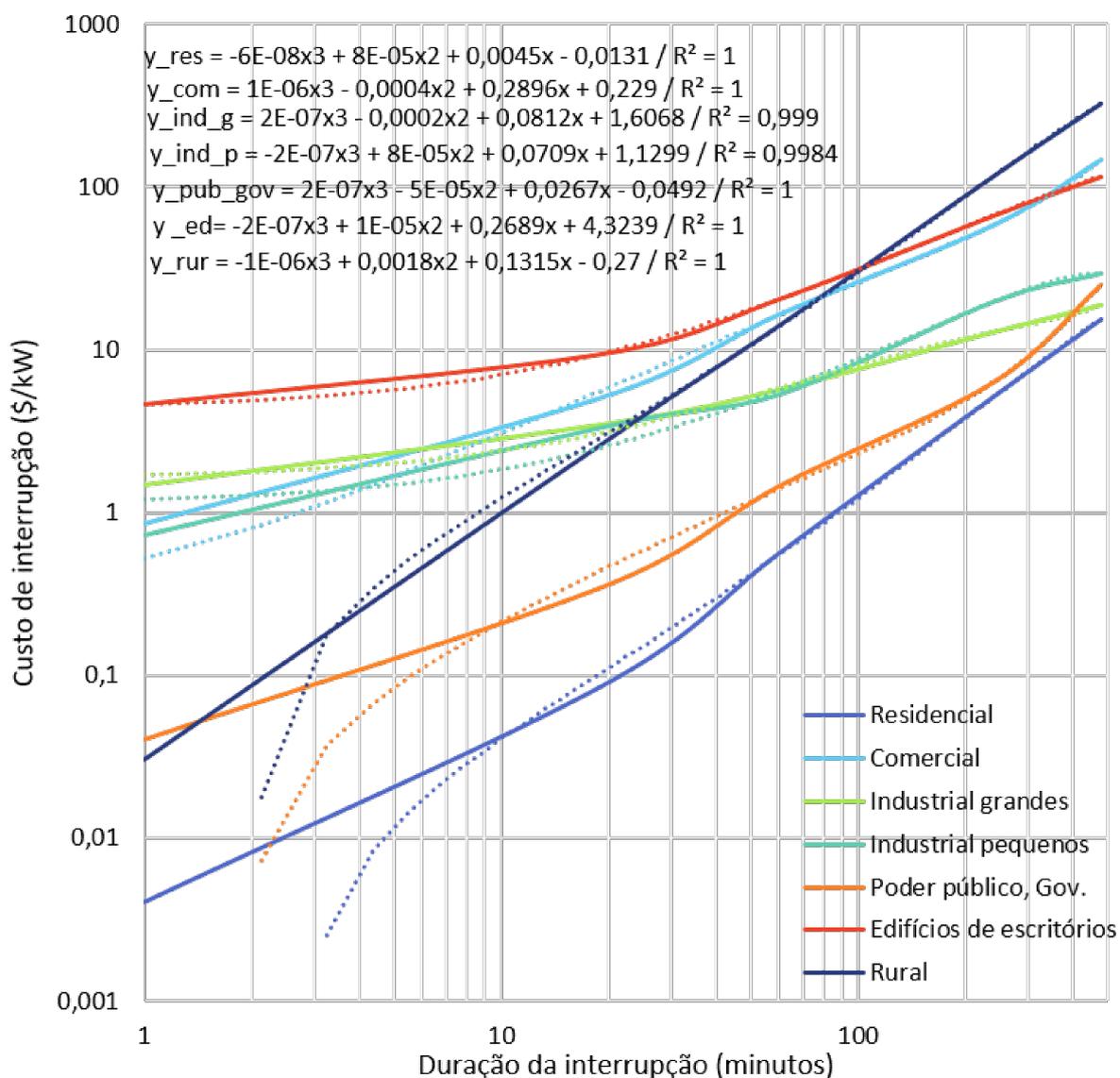
Com o objetivo de aplicar a metodologia proposta para definição dos custos marginais de corte de carga, o sistema interligado da Península Ibérica, composto pelos sistemas de Portugal e Espanha interligados em uma configuração de planejamento, é utilizado para analisar os custos marginais do sistema. A metodologia apresentada no capítulo 3 é inserida nesses sistemas com o objetivo de corrigir os custos de geração despachados pelos geradores fictícios de corte de carga no vetor dos custos marginais do sistema.

Para a composição da função de composta de danos ao cliente CCDF, utilizou-se os dados da Tabela 1 (BILLINTON; OTENG-ADJEI; GHAJAR, 1987), para os quais foram realizadas regressões não-lineares do tipo polinomial de grau três para cada classe de consumo, conforme mostra a Figura 35, com o objetivo de encontrar o polinômio para cada tipo de cliente/classe de consumo que são mostrados na Tabela 18.

Tabela 18 – Coeficientes da regressão não-linear polinomial de grau 3

<b>Classe</b>	<b><math>x^3</math></b>	<b><math>x^2</math></b>	<b><math>x</math></b>	<b>1</b>
Residencial	$-6.10^{-8}$	$8.10^{-5}$	0,0045	-0,0131
Comercial	$10^{-6}$	$-4.10^{-4}$	0,2896	0,229
Industrial grandes	$2.10^{-7}$	$-2.10^{-4}$	0,0812	1,6088
Industrial pequenos	$-2.10^{-7}$	$8.10^{-5}$	0,0709	1,1299
Poder publico, Gov.	$2.10^{-7}$	$-5.10^{-5}$	0,0267	-0,0492
Edifícios de escritório	$-2.10^{-7}$	$10^{-5}$	0,2689	4,3239
Rural	$-10^{-6}$	0,0018	0,1315	-0,27

Figura 35 – Regressão não-linear polinomial de grau 3 das classes de consumo



Fonte – do autor.

#### 4.4.1 Aplicação dos Custos de Interrupção no Sistema Ibérico

O sistema Portugal-Espanha é utilizado com a intenção de analisar e comparar os ML despachados pelo geradores fictícios, com os CMs de corte de carga conforme metodologia proposta no Capítulo 3. A metodologia foi implementada em linguagem C++, e foi inserida como uma nova função da ferramenta PSMora.

Em linhas gerais, quando na simulação de Monte Carlo houver despacho do gerador fictício de corte de carga pelo FPO em qualquer área, o CMO será substituído pelo custo relacionado à taxa de avaliação de energia interrompida integralizado da próxima hora de magnitude de 1MW de sua respectiva área, retirando assim os custos de geração fictícia de corte de carga que iriam ser inseridos no vetor dos CMs.

Foram considerados dois diferentes cenários com distribuições dos consumidores nos países Portugal e Espanha, para estudar a sensibilidade da composição das classes de consumo nos CMs em caso de corte de carga.

##### a) Cenário 1: Porcentagem de consumidores iguais

- Portugal: Residencial (25%), Comercial (30%), Industrial - grandes clientes (42%), Poder público (1%) e Rural (2%);
- Espanha: Residencial (25%), Comercial (30%), Industrial - grandes clientes (42%), Poder público (1%) e Rural (2%);

##### b) Cenário 2: Portugal mais Industrial e menos Comercial do que Espanha

- Portugal: Residencial (25%), Comercial (7%), Industrial - grandes clientes (65%), Poder público (1%) e Rural (2%);
- Espanha: Residencial (25%), Comercial (40%), Industrial - grandes clientes (32%), Poder público (1%) e Rural (2%);

##### 4.4.1.1 Cenário 1

De acordo com a Equação (21), a CCDF de cada área é criada de acordo com a porcentagem de cada tipo de cliente presente na área, resultando nas equações (27) e (28):

$$CCDF_{PT} = 3,51 \cdot 10^{-7} x^3 - 1,485 \cdot 10^{-4} x^2 + 0,12501x + 0,73523 \quad (27)$$

$$CCDF_{ES} = 3,51 \cdot 10^{-7} x^3 - 1,485 \cdot 10^{-4} x^2 + 0,12501x + 0,73523 \quad (28)$$

onde  $x$  é a duração da interrupção em minutos, e o valor da CCDF nesse cenário é dado em €/kW.

Utilizando a metodologia proposta no Capítulo 3, aplicando as CCDFs das equações (27) e (28) na Equação (26), o cálculo do custo marginal do corte de carga das

áreas com o intuito de estimar o custo do próximo 1 MW da próxima hora resulta nas equações (29) e (30):

$$IEAR_{PT} = CCDF_{PT}(d(60min)) = 7,7768 \quad \text{€/kWh} \quad (29)$$

$$IEAR_{ES} = CCDF_{ES}(d(60min)) = 7,7768 \quad \text{€/kWh} \quad (30)$$

O vetor IEAR da Equação (31) contém o custo do corte de carga de Portugal e Espanha, respectivamente.

$$IEAR = \begin{bmatrix} 7,7768 \\ 7,7768 \end{bmatrix} \text{€/kWh} = \begin{bmatrix} 7.776,8 \\ 7.776,8 \end{bmatrix} \text{€/MWh} \quad (31)$$

Os custos de interrupção da Equação (31) foram inseridos na SMC que considera o sistema Ibérico, e comparados com o Caso Base, onde é realizado o despacho de geração fictícia no vetor dos CMs do sistema. Considerando o período de 1 ano de simulação, os resultados mostraram uma variação na média anual mais significativa no sistema Português de acordo com a Tabela 19.

Tabela 19 – Custos marginais mensais e anual do cenário 1

<b>Médias dos Custos Marginais (€/MWh)</b>						
<b>Período</b>	<b>Caso Base</b>		<b>Interruption Costs</b>		<b>Variação (%)</b>	
	<b>Portugal</b>	<b>Espanha</b>	<b>Portugal</b>	<b>Espanha</b>	<b>Portugal</b>	<b>Espanha</b>
Abril	38,18	34,82	40,79	34,82	30,5	0
Setembro	44,14	36,47	54,7	36,47	23,9	0
Outubro	48,63	35,99	58,85	35,99	21,0	0
Anual	38,18	34,82	40,79	34,82	6,83	0

As variações ocorreram especificamente nos meses de Abril, Setembro e Outubro, com variações de 30,5%, 23,9% e 21%, respectivamente em relação ao caso base para o sistema Português, enquanto que o sistema Espanhol não apresentou variação. Na Tabela 20 são mostrados CMs no formato de médias semanais e horários do caso base em comparação com os desse cenário.

Conforme mostrado na Tabela 20, houveram três eventos nos quais com corte de carga no sistema Português, e isso acarretou na inserção do custo de interrupção de valor 7.776,8 €/MWh nas horas 2295, 6263 e 6881, correspondentes às semanas 14, 38 e 41, respectivamente. Em contrapartida, no sistema espanhol não ocorreram variações nos valores dos CMs.

Tabela 20 – Custo marginais semanais e horários do cenário 1

Período	Custos Marginais (€/MWh)					
	Caso Base		Interruption Costs		Variação (%)	
	Portugal	Espanha	Portugal	Espanha	Portugal	Espanha
Semana 14	35,38	36,18	81,39	36,18	130,0	0
Semana 38	53,15	32,24	98,4	32,24	85,1	0
Semana 41	55,47	35,57	100,72	35,57	81,5	0
Hora 2295	38,68	36,18	7.776,81	36,18	20.005,5	0
Hora 6263	174,70	36,15	7.776,81	36,15	4.351,3	0
Hora 6881	174,70	29,19	7.776,81	29,19	4.351,3	0

#### 4.4.1.2 Cenário 2

De acordo com a Equação (21), a CCDF de cada área é criada de acordo com a percentagem de cada tipo de cliente presente na área, resultando nas equações (32) e (33):

$$CCDF_{PT} = 1,67 \cdot 10^{-7} x^3 - 1,025 \cdot 10^{-4} x^2 + 0,077074x + 1,0526 \quad (32)$$

$$CCDF_{ES} = 4,31 \cdot 10^{-7} x^3 - 1,685 \cdot 10^{-4} x^2 + 0,1458x + 0,5972 \quad (33)$$

onde  $x$  é a duração da interrupção em minutos, e o valor da CCDF é dado em €/kW.

Utilizando a metodologia proposta do Capítulo 3, a IEAR considerando a nova composição dos consumidores resultam nas equações (34) e (35):

$$IEAR_{PT} = CCDF_{PT}(d(60min)) = 5,3441 \quad €/kWh \quad (34)$$

$$IEAR_{ES} = CCDF_{ES}(d(60min)) = 8,8345 \quad €/kWh \quad (35)$$

O vetor IEAR da Equação (36) contém o custo do corte de carga de Portugal e Espanha, respectivamente.

$$IEAR = \begin{bmatrix} 5,3441 \\ 8,8345 \end{bmatrix} €/kWh = \begin{bmatrix} 5.344,1 \\ 8.834,5 \end{bmatrix} €/MWh \quad (36)$$

Nesse cenário, Portugal se torna mais Industrial e menos Comercial que Espanha, logo custo de interrupção do sistema Português se torna menor, e o do Espanhol maior em comparação com o cenário 1. Na Tabela 21 é mostrada que a variação mensal ocorre nos meses de Abril, Setembro e Outubro em comparação anual com o caso base.

Tabela 21 – Custos marginais mensais e anual do cenário 2

<b>Médias dos Custos Marginais (€/MWh)</b>						
<b>Período</b>	<b>Caso Base</b>		<b>Interruption Costs</b>		<b>Variação (%)</b>	
	<b>Portugal</b>	<b>Espanha</b>	<b>Portugal</b>	<b>Espanha</b>	<b>Portugal</b>	<b>Espanha</b>
Abril	38,18	34,82	39,96	34,82	4,66	0
Setembro	44,14	36,47	51,32	36,47	16,2	0
Outubro	48,63	35,99	55,58	35,99	14,2	0
Anual	38,18	34,82	39,96	34,82	4,66	0

Na perspectiva semanal, as variações ocorreram novamente nas semanas 14, 38 e 41 conforme mostrado na Tabela 22, e como o Portugal possui um custo de interrupção IEAR inferior ao do cenário 1, as variações foram menores em comparação direta das tabelas 19 e 21.

Tabela 22 – Custos marginais semanais e horários do cenário 2

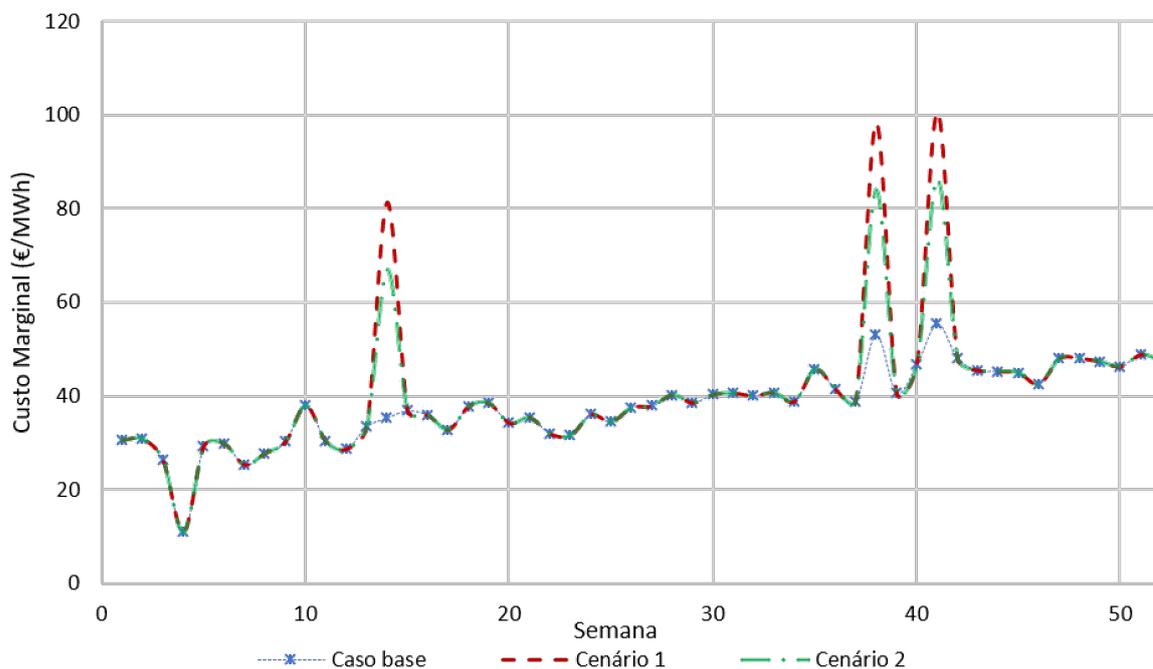
<b>Custos Marginais (€/MWh)</b>						
<b>Período</b>	<b>Caso Base</b>		<b>Interruption Costs</b>		<b>Variação (%)</b>	
	<b>Portugal</b>	<b>Espanha</b>	<b>Portugal</b>	<b>Espanha</b>	<b>Portugal</b>	<b>Espanha</b>
Semana 14	35,38	36,18	66,91	36,18	89,1	0
Semana 38	53,15	32,24	83,92	32,24	57,89	0
Semana 41	55,47	35,57	86,24	35,57	55,47	0
Hora 2295	38,68	36,18	5344,1	36,18	13.716,1	0
Hora 6263	174,70	36,15	5344,1	36,15	2.958,8	0
Hora 6881	174,70	29,19	5344,1	29,19	2.958,8	0

Apesar do sistema Espanhol apresentar um maior custo de interrupção, nesse cenário novamente o sistema Português foi o mais sensibilizado conforme mostrado na Tabela 22 nas horas 2295, 6263 e 6881, onde o custo de interrupção Português desse cenário foi despachado com o valor de 5344,1 €/MWh. A não sensibilização dos custos de interrupção Espanhóis se deve pelo fato de que no ano simulado ocorreu corte de carga apenas no sistema Português.

De acordo com a aplicação da metodologia nos dois cenários em comparação com o caso base, vemos que na situação em que ocorre o corte de carga no sistema Português, a metodologia substitui no vetor dos CMs o valor do respectivo custo de interrupção.

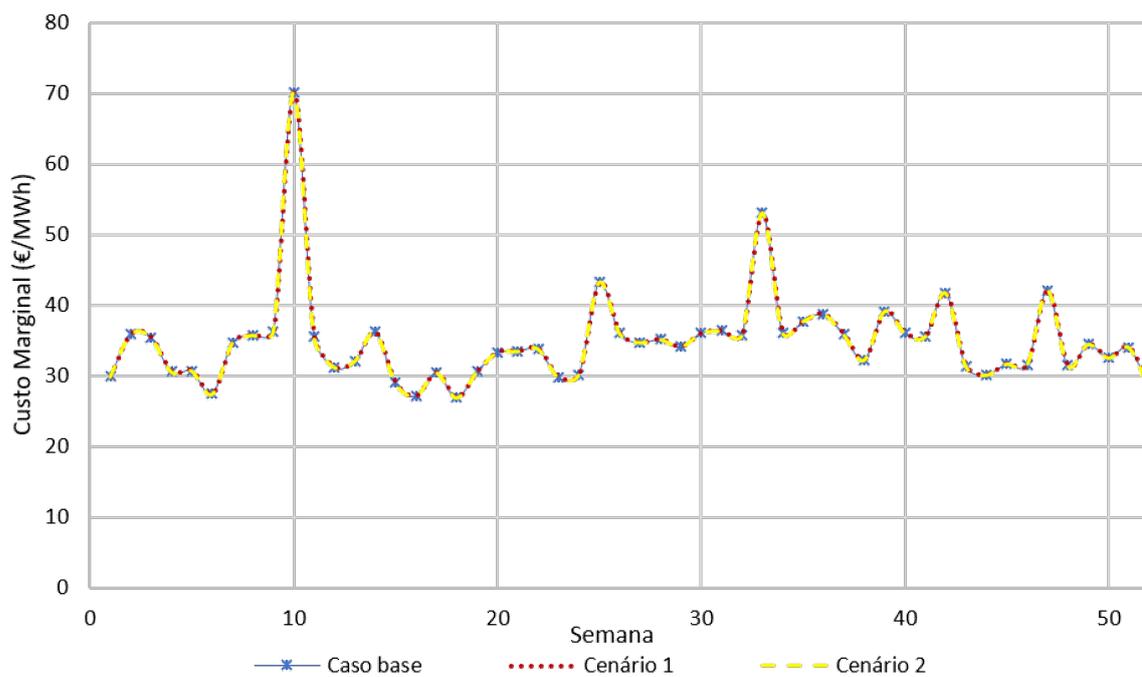
A visualização dos cenários em resolução semanal mostrado na Figura 36 mostra a maior sensibilização na variação dos CMs no sistema principal representado por Portugal, quando comparados com as do sistema Espanhol onde suas médias semanais são representadas na Figura 37.

Figura 36 – Custos marginais semanais do sistema Português



Fonte – do autor.

Figura 37 – Custos marginais semanais do sistema Espanhol



Fonte – do autor.

As três cristas do gráfico na Figura 36 mostram a aplicação da metodologia nas semanas 14, 38 e 41 onde houveram eventos de corte de carga no sistema Português, e os custos de geração fictícia foram substituídos pelo custo de interrupção calculado de acordo com a metodologia proposta.

Em relação ao sistema Espanhol, não houve uma sensibilização que causasse um impacto significativo nos custos marginais, dado que nos três cenários o custo marginal permaneceu o mesmo. Isso se deve ao fato de que nesse 1 ano simulado especificamente, não houve corte de carga no sistema espanhol que causasse o despacho de geração fictícia, em consequência, o custo de interrupção não refletiu nos CMs.

#### 4.4.2 Considerações finais da seção

Para fins de validação de valores de IEAR da metodologia proposta, de acordo com Billinton, Oteng-Adjei e Ghajar (1987), o sistema IEEE RTS-79 utilizando a composição dos consumidores de acordo com a Tabela 1 e Tabela 3 e utilizando o método de Monte Carlo resultou no valor de IEAR de 5,27 \$/kWh que equivale a 5.270 \$/MWh. Esse valor, quando comparado com os calculados pela metodologia proposta presentes nas equações (31) e (36) apresentam similaridade quanto à ordem de grandezas, validando os resultados calculados.

A aplicação da metodologia no sistema Ibérico permitiu identificar as variações que ocorrem nos CMs quando comparados ao caso base, onde se identificam os valores de IEAR que substituem os custos de geração fictícia que advêm do despacho de geradores fictícios pelo FPO. Foram considerados dois cenários com diferentes distribuições de composição dos consumidores em cada país. No cenário 1 foi realizada uma comparação do caso base (custos de geração fictícios despachados) com o cálculo dos custos de interrupção considerando a composição de consumidores distribuídos em porcentagens iguais nos sistemas de Portugal e Espanha. Esses custos de interrupção são extremamente altos em comparação com os custos de geração fictícia, logo, como esperado, ocorreram variações de valor numérico positivo nas médias dos CMs de forma mais significativa no sistema Português, que foi o sistema que apresentou evento de corte de carga.

As comparações do caso base com as variações dos Cenários do sistema Ibérico servem para demonstrar a sensibilidade decorrente da composição das classes de consumidores, dado que estas composições impactam diretamente na definição dos custos de interrupção, e conseqüentemente nos CMs do sistema. O horizonte de simulação de 1 hora é justificado para que seja observado o custo de interrupção na hora em que há o corte de carga. Assim, as simulações em dois diferentes cenários do sistema Ibérico, possibilitaram a avaliação da sensibilidade da composição das classes de consumo com a representação da função de custos, e seu impacto nos CMs. Constatou-se que classes que possuem custos de corte de carga elevados, como os setores comercial e industrial, impactam diretamente na estimação de perdas ligadas às interrupções, e na estimação da taxa de avaliação de energia interrompida - IEAR.

## 5 CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS

Nesse capítulo apresentam-se as conclusões do trabalho e propostas de trabalhos futuros.

### 5.1 CONCLUSÕES

A operação multiárea interligando vários sistemas fornece múltiplos e mútuos benefícios aos envolvidos. É importante avaliar qual modo de operação a confiabilidade do sistema é maximizada, em termos de avaliação da reserva e os acordos estabelecidos entre as áreas relacionados aos intercâmbios de energia. Esse trabalho apresentou um estudo focado na performance de cada representação, avaliação da reserva, e política de intercâmbio aplicada em sistemas de várias dimensões com o objetivo de avaliar a confiabilidade multiárea em diversos cenários.

Durante a avaliação da reserva, os resultados encontrados mostram que a reserva estática obteve melhores índices de confiabilidade, contudo, índices bem próximos dos encontrados na reserva operacional. O que leva a concluir que mesmo considerando as preocupações com o planejamento a longo prazo presentes na avaliação da reserva operacional, os resultados encontrados na reserva operacional fornecem uma análise mais refinada da confiabilidade do sistema, com uma representação próxima a operação dos sistemas.

As variações dos acordos de intercâmbios nos cenários multiáreas mostraram uma melhor performance da política de socorro em ambas as avaliações de reserva. As outras duas políticas trazem maiores riscos para os sistemas, especialmente quando considerado o subsistema de transmissão em ambas as representações multissistemas e multiáreas. Em suma, na política de socorro a confiabilidade dos sistemas simulados é enriquecida à medida em que é aumentada a dimensão do sistema.

O esforço computacional também foi reduzido na política de socorro quando comparado com as outras duas políticas de intercâmbio. Portanto, na avaliação multiárea, inclusive em sistemas de grande porte, o escalonamento de geração e reservas por área mostrou um melhor desempenho na confiabilidade dos sistemas multiáreas, tanto no aspecto de confiabilidade quanto no esforço computacional causado, uma vez que pode ser relativamente considerável dependendo das dimensões do sistema.

Todavia, é importante notar que a performance dos sistemas interconectados em cada política de assistência precisa ser avaliada em cada caso, e as conclusões resultantes de cada caso não podem ser generalizadas para outros sistemas. Isso acontece em decorrência de que o desempenho geral depende de vários fatores em conjunto às políticas multiáreas em si.

Em relação ao impacto dos custos de geração fictícias nos multiplicadores de Lagrange, a metodologia apresentada mostrou que com a substituição pelo custo

de interrupção os custos marginais sofreram variações significativas em relação aos despachados anteriormente pelos geradores fictícios. Isto se dá pelo fato de que os custos de interrupção calculados através da IEAR são extremamente superiores aos dos geradores fictícios, dado que esses custos de interrupção acarretam em um alto custo ao operador/agente comercializador.

Em linhas gerais, mediante a questão dos custos marginais, constatou-se que a metodologia aplicada refletiu positivamente quanto ao problema do despacho de geração fictícia, alterando os custos marginais do sistema, fornecendo à simulação, além de eliminar o custo de geração fictícia, um maior nível de confiança da representação dos custos em casos de corte de carga e sua relação com o custo marginal de operação do sistema.

A aplicação da metodologia proposta em um sistema real mostra a performance na qual os custos de geração fictícia foram substituídos pelos valores de IEAR em diferentes cenários, e em todos os cenários ocorreram sensibilizações da composição do tipo de cliente em cada barra, e também da CCDF utilizada. Apesar da CCDF utilizada não ser correspondente ao sistema Ibérico em análise, essa representação de custos mostra a importância de que nos estudos de planejamento e operação, faz-se necessário criar as CCDF, melhorando a representação dos custos de interrupção.

Custos de interrupção são extremamente difíceis de mensurar dada a complexidade da composição da carga consumidora, prioridades, condições de fornecimento, e entre outros fatores. A metodologia apresentada aproxima a quantificação do custo de interrupção com um maior detalhamento da composição da carga, e com uma modelagem mais detalhada, podendo definir a CCDF de cada classe de consumo se aproximando do custo real sofrido pelo sistema.

## 5.2 TRABALHOS FUTUROS

Considerando o estado da arte apresentado, e diante dos resultados e conclusões obtidas no final desse trabalho, as propostas de trabalhos futuros no âmbito dessa dissertação de mestrado são as seguintes:

- Ampliação no escopo de políticas de intercâmbio, buscando aproximar-se dos acordos de operação atualmente firmados em sistemas elétricos de distintas regiões;
- Aplicação da avaliação multiárea em um sistema real de grande porte analisando o impacto das políticas de intercâmbio e diferentes avaliações da reserva, como por exemplo o Sistema Interligado Nacional (SIN) do Brasil, ou o sistema real SGCE;

- Possibilitar a aplicação de diferentes políticas de intercâmbio em uma mesma simulação, variando os acordos entre áreas elétricas distintas.
- Desenvolvimento da CCDF de acordo com cada sistema a ser avaliado, com o objetivo de aplicar a metodologia proposta para definição do custo marginal em casos de corte de carga;
- Desenvolver uma restrição adicional ao PL do FPO relacionado ao corte de bombeamento, com o objetivo de retirar também do vetor dos custos marginais esse custo de geração fictícia de bombeamento despachado pelo FPO.
- Desenvolver uma discretização horária de composição dos consumidores por área/barra, com o objetivo de relacionar o custo de interrupção de acordo com a porcentagem de cada classe de consumidores em cada hora.

## REFERÊNCIAS

ALI, S. A.; WACKER, G.; BILLINTON, R. Determination and use of sector and composite customer damage functions. *In: ENGINEERING Solutions for the Next Millennium. 1999 IEEE Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering (Cat. No.99TH8411).* [S.l.: s.n.], 1999. 1483–1488 vol.3. DOI: 10.1109/CCECE.1999.804928.

BILLINTON, R.; ALLAN, R. N. Power-system reliability in perspective. **Electronics and Power**, v. 30, n. 3, p. 231–236, 1984.

BILLINTON, R.; ALLAN, R. N. **Reliability Assessment of Large Power Systems.** [S.l.]: Kluwer Academic Publishers, 1988.

BILLINTON, R.; ALLAN, R. N. **Reliability Evaluation of Power Systems.** 2. ed. New York: Plenum Press, 1996.

BILLINTON, R.; HUANG, D. Basic Concepts in Generating Capacity Adequacy Evaluation. *In: 2006 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems.* [S.l.: s.n.], 2006. P. 1–6.

BILLINTON, R.; LI, W. **Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods.** New York: Plenum Press, 1994.

BILLINTON, R.; OTENG-ADJEI, J. Utilization of interrupted energy assessment rates in generation and transmission system planning. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 6, n. 3, p. 1245–1253, 1991. DOI: 10.1109/59.119273.

BILLINTON, R.; OTENG-ADJEI, J.; GHAJAR, R. Comparison of Two Alternate Methods to Establish an Interrupted Energy Assessment Rate. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 2, n. 3, p. 751–757, 1987. DOI: 10.1109/TPWRS.1987.4335205.

BILLINTON, R.; WACKER, G.; WOJCZYNSKI, E. Customer Damage Resulting from Electric Service Interruptions. **Canadian Electrical Association**, 1982.

CASTRO, Rui; FAIAS, Sérgio; ESTEVES, Jorge. The cost of electricity interruptions in Portugal: Valuing lost load by applying the production-function approach. **Utilities Policy**, v. 40, p. 48–57, 2016. ISSN 0957-1787. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jup.2016.04.003>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0957178716300972>.

ENTSO-E. **ENTSO-E Member Companies.** 2020. Disponível em: <https://www.entsoe.eu/about/inside-entsoe/members/>.

GONZALEZ-FERNANDEZ, R. A.; LEITE DA SILVA, A. M. Reliability Assessment of Time-Dependent Systems via Sequential Cross-Entropy Monte Carlo Simulation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 26, n. 4, p. 2381–2389, 2011.

GRIGG, C. *et al.* The IEEE Reliability Test System-1996. A report prepared by the Reliability Test System Task Force of the Application of Probability Methods Subcommittee. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 14, n. 3, p. 1010–1020, 1999.

GROWITSCH, Christian *et al.* **The Costs of Power Interruptions in Germany - an Assessment in the Light of the Energiewende**. Köln, 2013. Disponível em: <http://hdl.handle.net/10419/74382>.

GROWITSCH, Christian *et al.* **The Costs of Power Interruptions in Germany - an Assessment in the Light of the Energiewende**. eng. Köln, 2013. Disponível em: <http://hdl.handle.net/10419/74382>.

INSTITUTO DE ENGENHARIA DE SISTEMAS E COMPUTADORES, TECNOLOGIA E CIÊNCIA. **Projeto PSMORA - Modelos e Pressupostos**. Porto, jan. 2021.

LEITE DA SILVA, A. M. *et al.* Long-Term Probabilistic Evaluation of Operating Reserve Requirements With Renewable Sources. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 25, n. 1, p. 106–116, 2010. ISSN 0885-8950. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/5374085>.

LEITE DA SILVA, A. M. *et al.* Reliability assessment of time-dependent systems via quasi-sequential Monte Carlo simulation. *In*: 2010 IEEE 11th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems. [S.l.: s.n.], 2010. P. 697–702.

LEITE DA SILVA, A.M.; A.M. CASSULA *et al.* Integrated reliability evaluation of generation, transmission and distribution systems. English. **IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution**, v. 149, 1–6(5), 1 jan. 2002. ISSN 1350-2360. Disponível em: [https://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/ip-gtd\\_20020081](https://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/ip-gtd_20020081).

LEITE DA SILVA, A.M.; PEREZ A., G. *et al.* Loss of load costs in generating capacity reliability evaluation. **Electric Power Systems Research**, v. 41, n. 2, p. 109–116, 1997. ISSN 0378-7796. DOI: [https://doi.org/10.1016/S0378-7796\(96\)01182-0](https://doi.org/10.1016/S0378-7796(96)01182-0). Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779696011820>.

LI, W. Framework of probabilistic power system planning. **CSEE Journal of Power and Energy Systems**, v. 1, n. 1, p. 1–8, 2015.

LINARES, Pedro; REY, Luis. The costs of electricity interruptions in Spain. Are we sending the right signals? **Energy Policy**, v. 61, n. 100, p. 751–760, 2013. Disponível

em:

<https://EconPapers.repec.org/RePEc:eee:enepol:v:61:y:2013:i:c:p:751-760>.

MAGALHÃES CARVALHO, Leonel de. **Advances on the Sequential Monte Carlo Reliability Assessment of Generation- Transmission Systems using Cross-Entropy and Population-based Methods**. 2013. Tese (Doutorado) – Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Portugal.

MAGALHÃES CARVALHO, Leonel de *et al.* A chronological composite system adequacy assessment considering non-dispatchable renewable energy sources and their integration strategies. *In: 17TH Power Systems Computation Conference, PSCC 2011*. [S.l.: s.n.], ago. 2011. P. 22–26.

MATOS, Manuel *et al.* Probabilistic evaluation of reserve requirements of generating systems with renewable power sources: The Portuguese and Spanish cases. **International Journal of Electrical Power Energy Systems**, v. 31, n. 9, p. 562–569, 2009. Power Systems Computation Conference (PSCC) 2008. ISSN 0142-0615. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2009.03.031>. Disponível em: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S014206150900057X>.

MONTICELLI, Alcir José. **Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica**. São Paulo: Edgard Blucher, 1983.

OTENG-ADJEI, J.; BILLINTON, R. Evaluation of interrupted energy assessment rates in composite systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 5, n. 4, p. 1317–1323, 1990. DOI: 10.1109/59.99383.

PEREIRA, M. V. F.; BALU, N. J. Composite generation/transmission reliability evaluation. **Proceedings of the IEEE**, v. 80, n. 4, p. 470–491, 1992. DOI: 10.1109/5.135372.

RAU, N.S. *et al.* A Method to Evaluate Economic Benefits in Interconnected Systems. **Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on**, PER-3, p. 472–482, mar. 1983. DOI: 10.1109/TPAS.1983.317717.

REI, A. M.; SCHILLING, M. T.; MELO, A. C. G. Monte Carlo Simulation and Contingency Enumeration in Bulk Power Systems Reliability Assessment. *In: 2006 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems*. [S.l.: s.n.], 2006. P. 1–6.

ROSA, Mauro Augusto da. **Agent-based technology applied to power systems reliability**. 2009. Tese (Doutorado) – Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Portugal.

RUBINSTEIN, R. Y.; KROESE, D. P. **Simulation and the Monte Carlo Method**. 2. ed. [S.l.]: John Wiley Sons, Inc, 2008.

SAADAT, Hadi. **Power System Analysis**. [S.l.]: McGraw-Hill Book Company, 1999.

SALIMATH, G.; SINGH, N. K.; BADGE, S. S. Coordination and performance analysis of pumped hydro storage system integrated with solar, wind hybrid system. *In: 2017 International Conference on Energy, Communication, Data Analytics and Soft Computing (ICECDS)*. [S.l.: s.n.], 2017. P. 160–164.

SANTOS, Erika Pequeno dos. **Estratégias de Análise em Regime Permanente para Avaliação de Confiabilidade Composta de Sistemas de Energia Elétrica**. 2019. Tese (Doutorado) – Universidade Federal de Santa Catarina. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis.

SCHRÖDER THOMAS, Kuckshinrichs Wilhelm. Value of Lost Load: An Efficient Economic Indicator for Power Supply Security? A Literature Review. **Frontiers in Energy Research**, v. 3, p. 55, 2015. ISSN 2296-598X. DOI: 10.3389/fenrg.2015.00055. Disponível em: <https://www.frontiersin.org/article/10.3389/fenrg.2015.00055>.

SHIVAKUMAR, Abhishek *et al.* Valuing blackouts and lost leisure: Estimating electricity interruption costs for households across the European Union. **Energy Research Social Science**, v. 34, p. 39–48, dez. 2017. DOI: 10.1016/j.erss.2017.05.010.

SWINAND *et al.* The Value of Lost Load (VoLL) in European Electricity Markets: Uses, Methodologies, Future Directions. *In: 2019 16th International Conference on the European Energy Market (EEM)*. [S.l.: s.n.], 2019. P. 1–6. DOI: 10.1109/EEM.2019.8916400.

TOL, Richard; LEAHY, Eimear. An Estimate of the Value of Lost Load for Ireland. **Energy Policy**, v. 39, p. 1514–1520, mar. 2011. DOI: 10.1016/j.enpol.2010.12.025.

VIEIRA, Pedro César Cordeiro. **Avaliação da Confiabilidade de Sistemas Multiárea: Representações, Modelos e Metodologia de Simulação**. 2020. Tese (Doutorado) – Universidade Federal de Santa Catarina. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis.

VIEIRA, Pedro César Cordeiro *et al.* Long-term Static and Operational Reserves Assessment Considering Operating and Market Agreements Representation to Multi-Area Systems. **Energies**, v. 13, p. 1455, mar. 2020. DOI: 10.3390/en13061455.

WACKER, G.; BILLINTON, R. Customer cost of electric service interruptions. **Proceedings of the IEEE**, v. 77, n. 6, p. 919–930, 1989. DOI: 10.1109/5.29332.

WOOD, Allen J.; WOLLENBERG, Bruce F.; SHEBLÉ, Gerald B. **Power Generation, Operation and Control**. 3. ed. [S.l.]: John Wiley Sons, 2013.

---

ZACHARIADIS, Theodoros; POULLIKKAS, Andreas. The costs of power outages: A case study from Cyprus. **Energy Policy**, v. 51, p. 630–641, dez. 2012. DOI: 10.1016/j.enpol.2012.09.015.

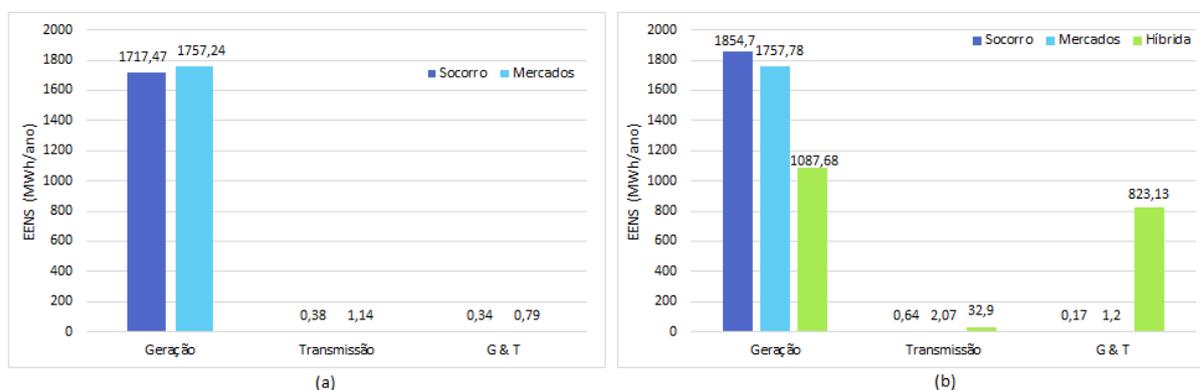
## APÊNDICE A – ÍNDICES POR TIPO DE FALHA E COMPARAÇÃO DAS REPRESENTAÇÕES DOS SISTEMAS MULTIÁREAS

As subseções a seguir mostram o detalhamento as falhas em seus respectivos subsistemas: geração, transmissão e de geração e transmissão, com o objetivo de avaliar a sensibilidade de cada avaliação de reserva, e política de intercâmbio ao decorrer da expansão do número de áreas, e uma comparação quanto à representação dos sistemas multiáreas.

### A.0.1 Sistema Teste de 3 Áreas

O sistema teste de 3 Áreas da Figura 21(a), com um total de 5 interconexões, possui os tempos de simulação conforme a Tabela 10. O maior esforço computacional ocorre quando é adotada a política de mercados, devido à sua característica de escalonar a geração de forma unificada para atender a carga.

Figura 38 – EENS por tipo de falha no sistema de 3 Áreas: (a) Reserva Estática; (b) Reserva Operacional.



Fonte – do autor.

Em relação aos índices mostrados nas tabelas 7, 8 e 23 é notado que somente na política híbrida os valores são maiores. Isso é em razão de que a ocorrência de intercâmbio depende da reserva terciária disponível, ou seja, as unidades geradoras alocadas para atender a reserva terciária não estavam disponíveis, ou apresentaram falha na maioria dos estados, impossibilitando o intercâmbio.

Conforme a Figura 38, as falhas por geração são predominantes no sistema de três áreas, contribuindo com 99,9% do total de falhas, o que era esperado, já que é um sistema estressado em geração e com muitas linhas de transmissão, onde as falhas nas linhas são raras (exceto na política híbrida da reserva operacional).

A comparação dos índices de confiabilidade é interessante quando são aplicadas distintas representações desse sistema multiárea. Os índices de confiabilidade

Tabela 23 – Índices de confiabilidade para o sistema de 3 áreas - Multissistemas x Multiáreas (após intercâmbios)

<b>Sistema de 3 áreas (IEEE RTS-96 HW)</b>						
	<b>Multissistemas</b>			<b>Multiáreas com interligações</b>		
	<b>Socorro</b>	<b>Mercados</b>	<b>Híbrida</b>	<b>Socorro</b>	<b>Mercados</b>	<b>Híbrida</b>
<b>LOLP (<math>\times 10^{-4}</math>)</b>	8,986	8,499	10,8	9,4	8,69	11,81
<b>LOLE (h/ano)</b>	7,871	7,445	9,463	8,234	7,612	10,334
<b>EPNS (MW/ano)</b>	0,209	0,191	0,196	0,211	0,201	0,221
<b>EENS (MWh/ano)</b>	1834,52	1674,25	1725,50	1855,51	1761,05	1943,70
<b>LOLF (occ./ano)</b>	3,118	3,412	4,713	3,345	3,0	4,949
<b>LOLD (h/occ.)</b>	2,525	2,412	2,007	2,465	2,536	2,089
<b>Anos simulados</b>	2251	1728	2144	2119	2500	1732
<b>Tempo de simulação</b>	26min13s	30min4s	58min28s	33min54s	2h24min	1h55min

obtidos nas seis possibilidades anteriores da Tabela 23 na avaliação da reserva operacional são similares, pois são influenciados essencialmente pelo subsistema de geração.

Com base nas características das simulações multissistemas, o fato de não possuir interligações, os tempos de simulação são bastante reduzidos, diferentemente do modelo multiáreas, onde o tempo é bastante superior, pelo fato de serem resolvidos problemas de fluxo de potência e fluxo de potência ótimo para avaliar estados, devido, essencialmente, às falhas do sistema de transmissão existente nas interligações entre áreas.

Tabela 24 – Índices de confiabilidade para o sistema de 3 áreas - Multissistemas x Multiáreas (Falhas de Geração)

<b>Sistema de 3 áreas (IEEE RTS-96 HW)</b>						
	<b>Multissistemas</b>			<b>Multiáreas com interligações (Subsistema de geração)</b>		
	<b>Socorro</b>	<b>Mercados</b>	<b>Híbrida</b>	<b>Socorro</b>	<b>Mercados</b>	<b>Híbrida</b>
<b>LOLP (<math>\times 10^{-4}</math>)</b>	8,986	8,499	10,8	9,387	8,647	6,984
<b>LOLE (h/ano)</b>	7,871	7,445	9,463	8,223	7,545	6,118
<b>EPNS (MW/ano)</b>	0,209	0,191	0,196	0,211	0,200	0,124
<b>EENS (MWh/ano)</b>	1834,52	1674,25	1725,50	1854,70	1757,78	1087,68
<b>LOLF (occ./ano)</b>	3,118	3,412	4,713	3,3393	2,987	4,648
<b>LOLD (h/occ.)</b>	2,525	2,412	2,007	2,462	2,535	1,316
<b>Anos simulados</b>	2251	1728	2144	2119	2500	1732
<b>Tempo de simulação</b>	26min13s	30min4s	58min28s	33min54s	2h24min	1h55min

Como a representação multissistemas se aproxima da representação multiáreas com interligações com exceção da representação do sistema de transmissão, foi feita uma comparação entre a representação multissistemas e os índices do sistema de geração da representação multiáreas com interligações considerando a reserva operacional, conforme mostra a Tabela 24.

Como o sistema de transmissão nessa representação multiáreas é consideravelmente malhado, comportando cinco linhas de interconexões entre áreas, e como observado também na Figura 38 onde as falhas de transmissão representam menos de 1%, a representação multissistemas pode ser utilizada em detrimento da representação multiáreas, dado o fato do tempo computacional sofrer uma redução significativa, e os índices apresentaram uma diferença em média de 1,0 a 4,2% para a LOLE, 1,08 a 4,7% para a EENS, e 2,5% a 4,8% para a LOLF nos cenários onde são aplicadas as políticas de socorro e mercados. Ademais, esses valores estão no intervalo de confiança do coeficiente de convergência de 5%. Já no caso da política híbrida, para a qual também é possível observar na Figura 38 um número significativo de falhas simultâneas nos subsistemas de geração e transmissão, na Tabela 24 a diferença nos índices é bastante significativa.

Em linhas gerais, a comparação feita na Tabela 24 é vista como uma alternativa para avaliação da confiabilidade de sistemas multiáreas com poucas interconexões utilizando a representação multissistemas devido ao baixo esforço computacional da avaliação multiárea utilizando essa representação. Na política de socorro os tempos de simulação quando comparadas as representações foram similares, no entanto quando é avaliada a política de mercados, a qual demanda um alto esforço computacional devido às suas características de escalonamento unificado, o tempo de simulação cai de 2 horas e 24 minutos na representação multiáreas para 30 minutos na representação multissistemas. Portanto vê-se uma importante utilização da representação multissistemas em sistemas multiáreas que apresentam poucas interconexões e/ou à robustez do sistema de transmissão representado, por possuir uma taxa de falha baixa, onde obtém-se índices de confiabilidade satisfatórios com um tempo de simulação pequeno, causando baixo esforço computacional.

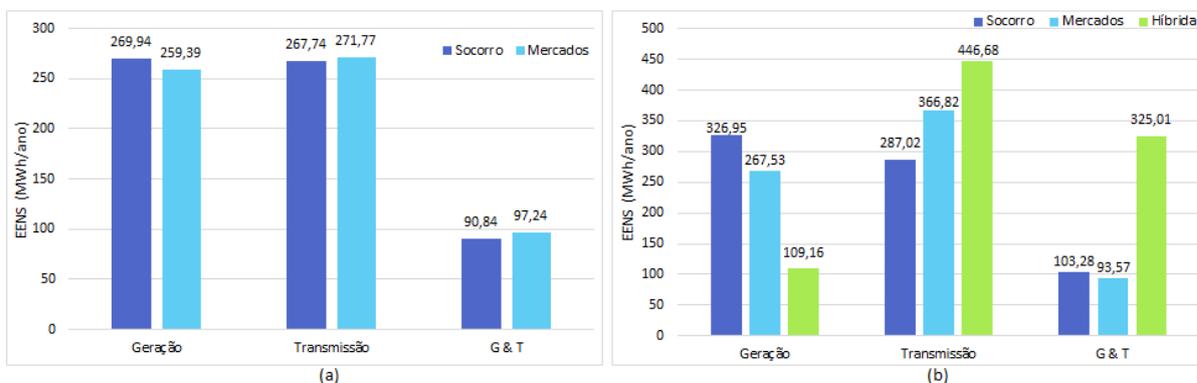
### **A.0.2 Sistema Teste de 6 Áreas**

O sistema de 6 Áreas da Figura 21(b) conta com os tempos de simulação conforme a Tabela 10. Em relação ao esforço computacional, a política de socorro apresenta melhor tempo em ambas as reservas; em segundo, o melhor tempo de execução é o da política híbrida; por último, a política de mercados acaba causando um maior esforço computacional na avaliação da confiabilidade multiárea.

É esperado o aumento nas falhas de transmissão pela característica radial do sistema de 6 áreas, que possui 8 interconexões, e isso é mostrado na Figura 39 com o detalhamento das falhas. Ocorre que, por exemplo, uma indisponibilidade da linha que interliga os sistemas 3 e 4 da Figura 21(b) afeta fortemente a impossibilidade de intercâmbio quando aplicável entre as áreas vizinhas, ocasionando um estado de falha de transmissão.

Os tempos de simulação das políticas de mercados e híbrida são as que apre-

Figura 39 – EENS por tipo de falha no sistema de 6 Áreas: (a) Reserva Estática; (b) Reserva Operacional.



Fonte – do autor.

sentam maior tempo de simulação ocasionadas por suas próprias características intrínsecas de escalonamentos de geração, reservas e intercâmbios.

Os índices de confiabilidade mostrados nas Tabelas 8, 9, e 25 mostram um melhor desempenho do sistema apresentando os menores índices quando aplicada a política de socorro, com uma menor frequência global de falhas, menor número de horas de indisponibilidade e menor energia não suprida. Em contrapartida, as políticas de mercados e híbrida apresentam os piores índices quando comparadas com a de socorro.

Tabela 25 – Índices de confiabilidade para o sistema de 6 áreas - Multissistemas x Multiáreas (após intercâmbios)

	Sistema de 6 áreas (IEEE RTS-96 HW e IEEE RTS-79 HW)					
	Multissistemas			Multiáreas com interligações		
	Socorro	Mercados	Híbrida	Socorro	Mercados	Híbrida
<b>LOLP (<math>\times 10^{-4}</math>)</b>	1,304	1,260	1,632	3,934	4,861	6,508
<b>LOLE (h/ano)</b>	1,143	1,103	1,429	3,446	4,258	5,701
<b>EPNS (MW/ano)</b>	0,0399	0,0412	0,0399	0,0818	0,0830	0,1036
<b>EENS (MWh/ano)</b>	349,93	361,36	349,55	717,25	727,92	907,85
<b>LOLF (occ./ano)</b>	0,563	0,529	0,826	1,482	1,919	2,719
<b>LOLD (h/occ.)</b>	2,028	2,084	1,729	2,325	2,218	2,096
<b>Anos simulados</b>	6372	7514	5443	3070	3070	2158
<b>Tempo de simulação</b>	3h51min	5h33min	4h56min	4h23min	18h29min	6h25min

A comparação entre as duas representações mostradas na Tabela 25 mostra índices de confiabilidade bem diferentes analisando política a política. Isso se deve às falhas de transmissão mais presentes nesse sistema multiárea, conforme mostram os índices por tipo de falha da Figura 39. Portanto, as falhas de transmissão na representação multissistemas são suprimidas diretamente dos seus índices de confiabilidade.

Tabela 26 – Índices de confiabilidade para o sistema de 6 áreas - Multissistemas x Multiáreas (Falhas de Geração)

Sistema de 6 áreas (IEEE RTS-96 HW e IEEE RTS-79 HW)						
	Multissistemas			Multiáreas com interligações (Subsistema de geração)		
	Socorro	Mercados	Híbrida	Socorro	Mercados	Híbrida
<b>LOLP (<math>\times 10^{-4}</math>)</b>	1,304	1,260	1,632	1,058	0,913	0,469
<b>LOLE (h/ano)</b>	1,143	1,103	1,429	0,927	0,799	0,410
<b>EPNS (MW/ano)</b>	0,0399	0,0412	0,0399	0,0373	0,0305	0,0124
<b>EENS (MWh/ano)</b>	349,93	361,36	349,55	326,95	267,53	109,16
<b>LOLF (occ./ano)</b>	0,563	0,529	0,826	0,467	0,419	0,407
<b>LOLD (h/occ.)</b>	2,028	2,084	1,729	1,981	1,908	1,008
<b>Anos simulados</b>	6372	7514	5443	3070	3070	2158
<b>Tempo de simulação</b>	3h51min	5h33min	4h56min	4h23min	18h29min	6h25min

Quando é feita uma comparação da representação multissistemas com a multiáreas avaliando a reserva operacional, abrangendo somente as falhas de geração como mostrado na Tabela 26, os índices de confiabilidade do subsistema de geração continuam apresentando uma diferença significativa quando comparados com a representação multissistemas. Isso é em decorrência do número significativo do número de interconexões desse sistema multiárea com um total de 8 interligações entre áreas, e o número de falhas do sistema de transmissão se torna significativo pois pode provocar o ilhamento de uma área, deixando-a sem assistência, criando mais estados de falhas em caso de insuficiência de geração.

Apesar de se notar uma diferença significativa nos índices de EENS quando comparados na Tabela 26, a frequência e duração de falha LOLF e LOLD, respectivamente apresentam valores relativamente próximos, isto é, em uma análise somente do subsistema de geração, os índices de confiabilidade da representação multissistemas apresenta similaridade quando comparados com os índices de geração da representação multiáreas com interligações nas políticas de socorro e mercados, pois na política híbrida a diferença já se torna significativa devido à maior incidência das falhas de transmissão.

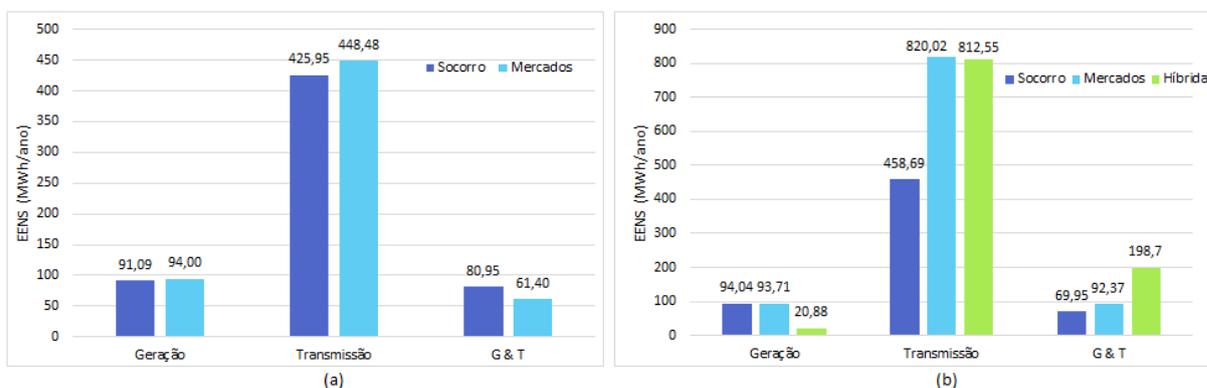
### A.0.3 Sistema Teste de 9 Áreas

O sistema teste de 9 Áreas da Figura 21 (c) possui os tempos de simulação conforme a Tabela 10. Composto por 11 interconexões entre as áreas, as falhas relacionadas ao subsistema de transmissão são significativas devido à sua característica radial.

A política que melhor se adequa a este sistema e que apresenta os melhores índices é a política de socorro na avaliação da reserva operacional, que, conforme a Figura 40 e as Tabelas 7, 8 e 27, apresenta menor energia não suprida por tipo de

falha e apresenta o menor tempo de simulação, sendo inferior a 7 horas conforme a Tabela 10.

Figura 40 – EENS por tipo de falha no sistema de 9 Áreas: (a) Reserva Estática; (b) Reserva Operacional.



Fonte – do autor.

Os tempos de simulação, conforme a Tabela 10, relacionados às demais políticas são bastantes significativos, e isso é em decorrência das falhas de transmissão recorrerem à avaliação do FPO buscando um novo estado do sistema, exigindo um grande esforço computacional. A partir deste sistema multiáreas, os tempos de simulações já são significativos. Um exemplo é que a avaliação da reserva estática com política de mercados resultou em um tempo aproximado de 54 horas para convergir, com um  $\beta = 5\%$ , e na reserva operacional com política de mercados com um tempo de 72 horas com  $\beta = 5\%$ . Ademais, em ambas simulações com a política de mercados, as simulações apresentaram uma alta energia não suprida conforme mostra a Tabela 9.

Por se tratar de um sistema de grande porte, já é visível o impacto da aplicação de políticas de assistência diferentes. Os resultados de energia não suprida de 622,68 MWh/ano, 1006,1 MWh/ano e 1032,12 MWh/ano são obtidos quando aplicadas as políticas de socorro, mercados e híbrida, respectivamente, na avaliação da reserva operacional. O destaque é para a política de socorro que, além de apresentar o menor tempo de simulação, também apresenta menor energia não suprida.

Uma comparação de representações na avaliação da reserva operacional é mostrada na Tabela 27. Nesse caso, como a configuração multiárea é composta por número considerável de áreas e interligações, os tempos de simulação já começam a ser bastante significativos, até mesmo na representação multissistemas. Em relação aos índices de confiabilidade, na representação multiárea, os índices globais mostrados na Tabela 27 são maiores quando comparados com os da representação multissistemas, o que era esperado dado que a representação multissistemas suprime as interligações entre áreas.

Tabela 27 – Índices de confiabilidade para o sistema de 9 áreas - Multissistemas x Multiáreas (após intercâmbios)

Sistema de 9 áreas (IEEE RTS-96 HW e IEEE RTS-79 HW)						
	Multissistemas			Multiáreas com interligações		
	Socorro	Mercados	Híbrida	Socorro	Mercados	Híbrida
<b>LOLP</b> ( $\times 10^{-5}$ )	4,201	4,313	5,803	43,96	85,94	87,88
<b>LOLE</b> (h/ano)	0,368	0,378	0,508	3,851	7,489	7,699
<b>EPNS</b> (MW/ano)	0,0150	0,0158	0,0164	0,071	0,114	0,118
<b>EENS</b> (MWh/ano)	132,26	139,22	144,28	622,68	1006,1	1032,12
<b>LOLF</b> (occ./ano)	0,202	0,204	0,323	1,640	3,343	3,619
<b>LOLD</b> (h/occ.)	1,815	1,844	1,573	2,347	2,240	2,127
<b>Anos simulados</b>	10215	9735	11110	3043	2044	1741
<b>Tempo de simulação</b>	15h10min	21h27min	25h28min	6h57min	72h50min	48h53min

Em contrapartida, uma comparação da representação multissistemas com a multiáreas com interligações focando nas falhas do subsistema de geração é mostrada na Tabela 28. As comparações mostram que os índices da representação multissistemas são maiores do que os das falhas de geração da representação multiáreas com interligações. Dois fatores devem ser levados em consideração nesse comparativo: i) o fato do subsistema de transmissão ser o responsável pelo maior número de falhas, o que faz com que os índices somente do subsistema de geração sejam menores do que na representação multissistemas, isto é, as falhas de transmissão impactam diretamente nos índices de confiabilidade da representação multiáreas, uma vez que falhas simultâneas de geração e transmissão são mais frequentes e tem maior probabilidade de ocorrência como é mostrado na Figura 40; ii) um outro fator é que a utilização da representação multissistemas não tem tanta eficácia em sistemas com um número considerável de áreas e interligações, quando se busca reduzir o esforço computacional, com o objetivo de apresentar uma aproximação da confiabilidade somente do subsistema de geração. Note-se que, como mostram os índices estimados, não existe uma correspondência que permita utilizar a essa representação simplificada.

Apesar dos valores de frequência de falha da Tabela 28 possuírem certa correspondência quando comparadas com suas respectivas políticas de intercâmbio, os tempos de simulação da representação multissistemas obtiveram redução novamente nas políticas de mercados e híbrida. Contudo, seus índices de confiabilidade não possuem um nível mais refinado de correspondência.

#### A.0.4 Sistema Teste de 12 Áreas

A configuração da Figura 21(d) possui 12 Áreas com um total de 14 interconexões, onde percebe-se mais ainda a contribuição do subsistema de transmissão nas ocorrência de eventos de falha. Isso é explícito quando comparadas as Figuras 38, 39, 40 e 41 onde os sistemas propostos apresentam uma tendência crescente nas falhas

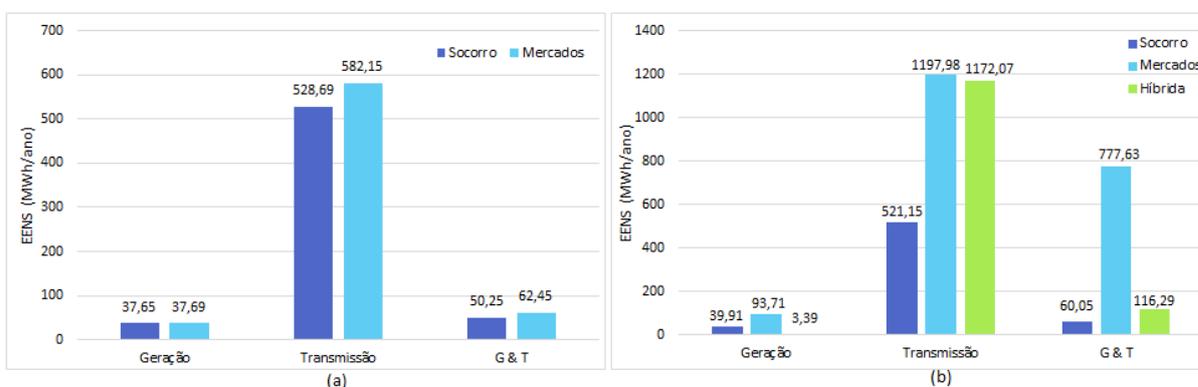
Tabela 28 – Índices de confiabilidade para o sistema de 9 áreas - Multissistemas x Multiáreas (Falhas de Geração)

Sistema de 9 áreas (IEEE RTS-96 HW e IEEE RTS-79 HW)						
	Multissistemas			Multiáreas com interligações (Subsistema de geração)		
	Socorro	Mercados	Híbrida	Socorro	Mercados	Híbrida
<b>LOLP (<math>\times 10^{-5}</math>)</b>	4,201	4,313	5,803	2,294	2,42	0,8988
<b>LOLE (h/ano)</b>	0,368	0,378	0,508	0,201	0,211	0,078
<b>EPNS (MW/ano)</b>	0,0150	0,0158	0,0164	0,0107	0,0106	0,0023
<b>EENS (MWh/ano)</b>	132,26	139,22	144,28	94,04	93,71	20,88
<b>LOLF (occ./ano)</b>	0,202	0,204	0,323	0,113	0,128	0,096
<b>LOLD (h/occ.)</b>	1,815	1,844	1,573	1,774	1,648	0,8201
<b>Anos simulados</b>	10215	9735	11110	3043	2044	1741
<b>Tempo de simulação</b>	15h10min	21h27min	25h28min	6h57min	72h50min	48h53min

de transmissão devido à sua predominância radial. No sistema de 3 áreas as falhas de transmissão apresentaram valores de energia não suprida de 1855,51, 1761,05 e 1943,70 MWh/ano para as políticas de socorro, mercados e híbrida na reserva operacional, enquanto que no sistema mais robusto de 12 áreas os valores foram 621,11, 1323,05 e 1291,74 MWh/ano, que apesar do alto índice de falhas de transmissão apresentou uma significativa redução.

No sistema de 3 áreas as falhas de transmissão representam menos de 1% do total de falhas, enquanto que no sistema de 12 áreas essa porcentagem sobe para 85% em média, um crescimento expressivo que deve ser avaliado no planejamento da operação.

Figura 41 – EENS por tipo de falha no sistema de 12 Áreas: (a) Reserva Estática; (b) Reserva Operacional.



Fonte – do autor.

A política de socorro foi a que se destacou por apresentar os melhores índices na avaliação da reserva operacional, com uma LOLE de 3,82 h/ano quando compa-

rada com as demais políticas de mercados e híbrida, com valores de 11,18 h/ano e 9,807 h/ano, respectivamente. O escalonamento das unidades geradoras para suprir a própria carga facilita o intercâmbio da capacidade excedente, e também conforme a Tabela 10, apresenta o menor tempo de simulação caracterizando um menor esforço computacional, apesar de ser um sistema robusto, onde a política de socorro apresenta os melhores índices de confiabilidade e menor esforço computacional.

De fato, o subsistema de transmissão é o grande responsável pelo número de falhas, onde uma falha em uma linha pode isolar uma área, e deixá-la sem a possibilidade de importar ou exportar energia, ou mesmo com a interligação disponível ocorra limitações de capacidade de transmissão, e falhas devido à quebra dos elementos de transmissão.

Deve-se levar em consideração que as expansões do número de interconexões entre áreas, com o intuito de minimizar as falhas de transmissão adicionando mais linhas de transmissão ligando áreas, podem ser limitadas por características geográficas nas quais as áreas estão alocadas.

Como observado nos sistemas multiáreas anteriores, a predominância de falhas de transmissão influenciam diretamente a análise quanto à representação do sistema. Na Tabela 29, a comparação do tipo de representação do sistema deixa claro que os índices da representação multissistemas são muito menores do que os da representação multiárea. A representação multissistemas está relacionada somente com as falhas de geração que são raras nesse sistema multiárea, logo são necessários mais anos de simulação, como verificado na Tabela 29, apesar de apresentar um menor esforço computacional quando comparada com a multiáreas.

Tabela 29 – Índices de confiabilidade para o sistema de 12 áreas - Multissistemas x Multiáreas (após intercâmbios)

	Sistema de 12 áreas (IEEE RTS-96 HW e IEEE RTS-79 HW)					
	Multissistemas			Multiáreas com interligações		
	Socorro	Mercados	Híbrida	Socorro	Mercados	Híbrida
<b>LOLP (<math>\times 10^{-3}</math>)</b>	0,01975	0,01928	0,0294	0,4368	1,277	1,115
<b>LOLE (h/ano)</b>	0,173	0,168	0,258	3,826	11,183	9,807
<b>EPNS (MW/ano)</b>	0,0077	0,0078	0,009	0,0709	0,151	0,147
<b>EENS (MWh/ano)</b>	67,768	69,20	75,565	621,11	1323,05	1291,74
<b>LOLF (occ./ano)</b>	0,1	0,096	0,167	1,622	5,302	4,726
<b>LOLD (h/occ.)</b>	1,722	1,752	1,544	2,358	2,109	2,074
<b>Anos simulados</b>	15874	16884	12433	3886	1621	1580
<b>Tempo de simulação</b>	24h30min	25h28min	44h59min	14h43min	100h33min	73h27min

Comparando os resultados da representação multissistemas que se refere somente aos índices de geração com a representação multiáreas, mas com enfoque nos índices de geração, a Tabela 30 ainda mostra diferença considerável nos índices de confiabilidade. Analisando a política de socorro na representação multissistemas

Tabela 30 – Índices de confiabilidade para o sistema de 12 áreas - Multissistemas x Multiáreas (Falhas de Geração)

<b>Sistema de 12 áreas (IEEE RTS-96 HW e IEEE RTS-79 HW)</b>						
	<b>Multissistemas</b>			<b>Multiáreas com interligações (Subsistema de geração)</b>		
	<b>Socorro</b>	<b>Mercados</b>	<b>Híbrida</b>	<b>Socorro</b>	<b>Mercados</b>	<b>Híbrida</b>
<b>LOLP (<math>\times 10^{-5}</math>)</b>	1,975	1,928	2,94	0,8435	0,8268	0,1239
<b>LOLE (h/ano)</b>	0,173	0,168	0,258	0,0738	0,072	0,0108
<b>EPNS (MW/ano)</b>	0,0077	0,0078	0,009	0,0045	0,005	0,0003
<b>EENS (MWh/ano)</b>	67,768	69,20	75,565	39,91	47,31	3,39
<b>LOLF (occ./ano)</b>	0,1	0,096	0,167	0,0444	0,045	0,0139
<b>LOLD (h/occ.)</b>	1,722	1,752	1,544	1,661	1,608	0,779
<b>Tempo de simulação</b>	15874	16844	12443	3886	1621	1580
<b>Anos simulados</b>	24h30min	25h28min	44h59min	14h43min	100h33min	73h27min

ocorre 1 falha a cada 10 anos, enquanto que na multiáreas ocorre 1 falha a cada 5,9 anos. Apesar da comparação ser direta em relação ao subsistema de geração, vale ressaltar que algumas falhas simultâneas de geração e transmissão ocorrem na representação multiáreas, enquanto que na multissistemas não é possível contabilizá-las, causando assim essa não relação dos índices de confiabilidade.

Em suma, a utilização da representação multissistemas é bastante atrativa quando o sistema de transmissão é altamente malhado, fazendo com que haja a redução do esforço computacional na avaliação de sistemas de grande porte, como é notado nas comparações do sistema de 3 áreas, onde as falhas de transmissão são extremamente raras e na simulação da política de mercados, onde demanda um considerável esforço computacional, o tempo foi reduzido em 75% com os índices similares.

## APÊNDICE B – RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES CONSIDERANDO TODOS OS INDICADORES

Nesse apêndice são apresentados todos os indicadores de confiabilidade das simulações realizadas na representação multiáreas do capítulo 4.

Tabela 31 – Índices globais - sistema de 3 áreas

	Reserva Estática		Reserva Operacional		
	Socorro	Mercados	Socorro	Mercados	Híbrida
<b>LOLP (<math>\times 10^{-4}</math>)</b>	8,146	8,74	9,40	8,69	11,81
<b>LOLE (h/ano)</b>	7,32	7,65	8,23	7,61	10,34
<b>EPNS (MW/ano)</b>	0,196	0,20	0,211	0,201	0,221
<b>EENS (MWh/ano)</b>	1718,19	1759,17	1855,51	1761,05	1943,7
<b>LOLF (occ./ano)</b>	3,065	3,135	3,345	3,0	4,949
<b>LOLD (h/ano)</b>	3,065	2,441	2,461	2,536	2,089
<b>Anos simulados</b>	2187	2076	2119	2500	1732
<b>Tempo de simulação</b>	34min 32s	1h 56min	33min 54s	2h 2min	1h 55min

Tabela 32 – Índices globais - sistema de 6 áreas

	Reserva Estática		Reserva Operacional		
	Socorro	Mercados	Socorro	Mercados	Híbrida
<b>LOLP (<math>\times 10^{-4}</math>)</b>	3,638	3,449	3,934	4,861	6,508
<b>LOLE (h/ano)</b>	3,186	3,065	3,446	4,258	5,701
<b>EPNS (MW/ano)</b>	0,0717	0,0717	0,0818	0,083	0,103
<b>EENS (MWh/ano)</b>	628,51	628,40	717,25	727,92	907,85
<b>LOLF (occ./ano)</b>	1,446	1,377	1,482	1,919	2,719
<b>LOLD (h/ano)</b>	1,446	1,377	2,325	2,218	2,096
<b>Anos simulados</b>	3109	4205	3070	3070	2158
<b>Tempo de simulação</b>	2h 28min	26h 31min	4h 23min	18h 29min	6h 25min

Tabela 33 – Índices globais - sistema de 9 áreas

	Reserva Estática		Reserva Operacional		
	Socorro	Mercados	Socorro	Mercados	Híbrida
<b>LOLP (<math>\times 10^{-4}</math>)</b>	4,222	4,331	4,396	8,594	8,788
<b>LOLE (h/ano)</b>	3,699	3,794	3,851	7,489	7,699
<b>EPNS (MW/ano)</b>	0,068	0,068	0,071	0,114	0,118
<b>EENS (MWh/ano)</b>	597,99	603,88	622,68	1006,1	1032,12
<b>LOLF (occ./ano)</b>	1,618	1,661	1,64	3,343	3,619
<b>LOLD (h/ano)</b>	2,285	2,283	2,347	3,343	3,619
<b>Anos simulados</b>	3042	2834	3043	2044	1741
<b>Tempo de simulação</b>	7h 37min	53h 59min	6h 57min	72h 50min	48h 53min

Tabela 34 – Índices globais - sistema de 12 áreas

	Reserva Estática		Reserva Operacional		
	Socorro	Mercados	Socorro	Mercados	Híbrida
<b>LOLP (<math>\times 10^{-4}</math>)</b>	4,336	4,729	4,368	12,77	11,15
<b>LOLE (h/ano)</b>	3,798	4,143	3,826	11,183	9,807
<b>EPNS (MW/ano)</b>	0,070	0,078	0,0709	0,151	0,147
<b>EENS (MWh/ano)</b>	616,59	682,29	621,11	1323,05	1291,74
<b>LOLF (occ./ano)</b>	1,627	1,761	1,622	5,302	4,726
<b>LOLD (h/ano)</b>	2,334	2,352	2,358	2,109	2,074
<b>Anos simulados</b>	2794	3641	3886	1621	1580
<b>Tempo de simulação</b>	13h 52min	290h 11min	14h 43min	100h 33min	73h 27min